



TUGAS AKHIR - RF141501

**KARAKTERISASI RESERVOIR KARBONAT DENGAN APLIKASI
SEISMIC ATRIBUT DAN INVERSI SEISMIC IMPEDANSI AKUSTIK
PADA LAPANGAN “RF”, JOB PERTAMINA PETROCHINA EAST
JAVA**

RIDHO FAHMI ALIFUDIN

NRP. 3712100013

Dosen Pembimbing:

Wien Lestari, ST. MT.

Firman Syaifuddin, S.Si. MT

M Wahdanadi Haidar, M.Si.

JURUSAN TEKNIK GEOFISIKA
Fakultas Teknik Sipil dan Perencanaan
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya 2016

HALAMAN INI SENGAJA DIKOSONGKAN



FINAL PROJECT - RF141501

**CHARACTERIZATION OF CARBONATE RESERVOIR WITH
APPLICATION OF SEISMIC ATTRIBUTE AND SEISMIC
INVERSION ACOUSTIC IMPEDANCE FOR “RF” FIELD JOB
PERTAMINA PETROCHINA EAST JAVA**

RIDHO FAHMI ALIFUDIN

NRP. 3712100013

Advisor Lecturer:

Wien Lestari, ST. MT.

Firman Syaifuddin, S.Si. MT

M Wahdanadi Haidar, M.Si.

Geophysical Engineering Departement
Faculty of Civil Engineering and Planning
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya 2016

HALAMAN INI SENGAJA DIKOSONGKAN

**KARAKTERISASI RESERVOIR KARBONAT DENGAN
APLIKASI SEISMIC ATRIBUT DAN INVERSI SEISMIC
IMPEDANSI AKUSTIK PADA LAPANGAN "RF", JOB
PERTAMINA PETROCHINA EAST JAVA**

TUGAS AKHIR

Diajukan untuk memenuhi Sebagian Persyaratan Untuk memperoleh Gelar
Sarjana Teknik Pada Jurusan Teknik Geofisika
Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Surabaya, 26 Juli 2016

Menyetujui

Dosen Pembimbing 1

Dosen Pembimbing 2



Wien Lestari, ST. MT.
NIP. 19811002 201212 2003

Firman Syaifuddin, S.Si. MT.
NIP. 119840911 201404 100

Mengetahui
Kepala Laboratorium



Wien Lestari, ST. MT.
NIP. 19811002 201212 2003

HALAMAN INI SENGAJA DIKOSONGKAN

PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

Dengan ini saya menyatakan bahwa isi sebagian maupun keseluruhan Tugas Akhir saya dengan **“Karakterisasi Reservoir Karbonat dengan Aplikasi Seismik Atribut dan Inversi Seismik Impedansi Akustik Pada Lapangan “RF” JOB Pertamina PetroChina East Java”** adalah benar benar hasil karya intelektual mandiri, diselesaikan tanpa menggunakan bahan-bahan yang tidak diijinkan dan bukan merupakan karya pihak lain yang saya akui sebagai karya sendiri.

Semua referensi yang dikutip maupun dirujuk telah ditulis secara lengkap pada daftar pustaka.

Apabila ternyata pernyataan ini tidak benar, saya bersedia menerima sanksi sesuai peraturan yang berlaku.

Surabaya, 26 Juli 2016

Ridho Fahmi Alifudin

NRP. 3712100013

HALAMAN INI SENGAJA DIKOSONGKAN

KARAKTERISASI RESERVOIR KARBONAT DENGAN APLIKASI SEISMIK ATRIBUT DAN INVERSI SEISMIK IMPEDANSI AKUSTIK PADA LAPANGAN “RF”, JOB PERTAMINA PETROCHINA EAST JAVA

Nama : Ridho Fahmi Alifudin
NRP : 3712100013
Jurusan : Teknik Geofisika
Pembimbing : Wien Lestari, ST., MT
Firman Syaifuddin, S.Si. MT
M. Wahdanadi Haidar, M.Si.

Abstrak

Analisis reservoir sangat penting dalam dunia minyak dan gas pada suatu wilayah untuk mengetahui cadangan maupun karakter dari serevoir itu sendiri. Oleh karena itu adanya Analisis seismik atribut dan aplikasi seismik inversi dapat membantu interpreter mempermudah dalam menganalisis reservoir. Dari data seismik, geologi dan data sumur, peneliti dapat menganalisis prospek keberadaan hidrokarbon pada daerah penelitian. Metodologi pengerjaan penelitian ini meliputi tahap pengumpulan data, tahap pengolahan data log dan seismic, interpretasi horizon dan fault, pembuatan *time & depth structure map*, analisis atribut seismik dan inversi seismik. Reservoar Karbonat pada lapangan penelitian mempunyai nilai impedansi yang tinggi yaitu 35392 – 48482 ((ft/s)*(g/cc)), namun terdapat potensi hidrokarbon pada reservoir dengan nilai impedansi lebih rendah yaitu 30717 – 34645 ((ft/s)*(g/cc)).

Kata Kunci : Interpretasi Seismik, *Time & Depth Strucure Map*, Atribut Seismik, Inversi Based Model

HALAMAN INI SENGAJA DIKOSONGKAN

CHARACTERIZATION OF CARBONATE RESERVOIR WITH APPLICATION OF SEISMIC ATTRIBUTE AND SEISMIC INVERSION ACOUSTIC IMPEDANCE FOR “RF” FIELD JOB PERTAMINA PETROCHINA EAST JAVA

Name : Ridho Fahmi Alifudin
NRP : 3712100013
Department : Geophysical Engineering
Pembimbing : Wien Lestari, ST., MT
Firman Syaifuddin, S.Si. MT
M. Wahdanadi Haidar, M.Si.

Abstract

Reservoir analyzation is so important for oil and gas industry to find out the character and oil reserves from the prospect reservoir. The purposes in this research are to characterize the reservoir with the application of seismic attribute and inversion seismic Acoustic Impedance for JOB Pertamina PetroChina East Java's Field. From seismic data, well data and geological data control that can help us to interpret the character of reservoir. The methodology of this research such as collect the data, seismic well tie, interpret the horizon of top formation, interpret fault, create time and depth structure map, seismic attribute and seismic inversion. Carbonate reservoir in this filed has high impedance acoustic between 35392 – 48482 ((ft/s)*(g/cc)), and then there is an anomaly low impedance on this reservoir between 30717 – 34645 ((ft/s)*(g/cc)). That anomalies indicate the presence of hydrocarbons.

Keywords : Seismic Interpretation, *Time & Depth Strucure Map*, Seismic Attribute, Inversion Seismic Acoustic Impedance

HALAMAN INI SENGAJA DIKOSONGKAN

Kata Pengantar

Puji dan syukur kepada Allah SWT karena atas rahmat-Nya sehingga laporan Tugas Akhir yang dilaksanakan di PT. Joint Operation Body Pertamina Petrochina East Java (JOB PPEJ) yang berjudul “Karakterisasi Reservoir Karbonat dengan Aplikasi Seismik Atribut dan Inversi Seismik Impedansi Akustik Pada Lapangan “RF” JOB Pertamina PetroChina East Java” ini dapat terselesaikan.

Pelaksanaan dan penyusunan Laporan Tugas Akhir ini tidak terlepas dari bimbingan, bantuan, dan dukungan berbagai pihak. Pada kesempatan ini, saya mengucapkan terima kasih kepada:

1. Ayah, Ibu, serta semua keluarga atas dukungan yang sangat besar selama penulis menjalani Tugas Akhir ini.
2. Bapak Dr. Widya Utama, DEA selaku ketua jurusan Teknik Geofisika ITS.
3. Ibu Wien Lestari, ST, MT dan Bapak Firman Syaifuddin, S.Si, MT, selaku pembimbing di perguruan tinggi yang telah meluangkan banyak waktu untuk memberikan bimbingan dan arahan kepada penulis.
4. Bapak M. Wahdanadi Haidar, M.Si. selaku Pembimbing II yang telah banyak membantu dan bersedia menjadi pembimbing di JOB- PPEJ.
5. Ibu Nessa Permana Dewi Suyono selaku HRD yang telah membantu menyelesaikan administrasi di kantor JOB PPEJ.
6. Seluruh staff dan karyawan JOB PPEJ yang telah banyak membantu penulis untuk mengenal dan beradaptasi selama pelaksanaan Tugas Akhir di JOB PPEJ.
7. Dimas, Kharissa, Manda, Bonar, Tio, Andri, Yudha, Septian dan Satya yang melaksanakan Kerja Praktik dan Tugas Akhir di JOB PPEJ yang telah memberikan semangat dan motivasi selama penulis melaksanakan Tugas Akhir di JOB PPEJ.
8. Seluruh dosen Departemen Teknik Geofisika ITS yang telah banyak memberikan ilmu selama penulis melakukan studi di Departemen Teknik Geofisika ITS.
9. Staf Departemen Teknik Geofisika ITS, atas bantuan teknis yang penulis dapatkan selama menjadi mahasiswa Teknik Geofisika ITS.
10. Teman-teman Teknik Geofisika ITS angkatan 2012 .
11. Seluruh Mahasiswa Teknik Geofisika ITS yang telah menjadi bagian penulis selama kuliah di Jurusan Teknik Geofisika ITS.
12. Semua pihak yang tidak dapat dituliskan satu per satu oleh penulis, terima kasih banyak atas doa dan dukungannya.

Semoga Allah membalas semua kebaikan semua pihak diatas dengan sebaik-baiknya balas. Penulis menyadari tentunya penulisan skripsi ini masih banyak kekurangan. Oleh karena itu, kritik dan saran yang membangun sangat diharapkan. Semoga skripsi ini membawa manfaat bagi penulis pribadi maupun bagi pembaca.

Surabaya,2016

Penulis

Ridho Fahmi Alifudin

3712100013

DAFTAR ISI

LEMBAR PENGESAHAN	v
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR.....	vii
Abstrak.....	ix
Abstract	xi
Kata Pengantar	xiii
DAFTAR GAMBAR	xviii
DAFTAR TABEL	xx
DAFTAR GRAFIK	xx
BAB I PENDAHULUAN	1
1.1. Latar Belakang	1
1.2. Perumusan Masalah	2
1.3. Tujuan	2
1.4. Batasan Masalah Penelitian.....	2
1.5. Manfaat	2
BAB II DASAR TEORI	5
2.1. Geologi Regional Jawa Timur.....	5
2.2. Stratigrafi Cekungan Jawa Timur Stratigrafi	7
2.2.1. <i>Formasi Tuban</i>	7
2.2.2. <i>Formasi Kujung</i>	7
2.2.3. <i>Formasi Ngrayong</i>	8
2.2.4. <i>Formasi Wonocolo</i>	8
2.2.5. <i>Formasi Ledok</i>	8
2.2.6. <i>Formasi Mundu</i>	9
2.2.7. <i>Formasi Lidah</i>	9

2.3. Sistem Petroleum Daerah Penelitian	10
2.3.1. <i>Source Rock (Batuan Sumber)</i>	10
2.3.2. <i>Batuan Reservoir</i>	11
2.3.3. <i>Batuan Penutup (Seal)</i>	11
2.3.4. <i>Jebakan (Trap)</i>	11
2.4. Seismik Refleksi	12
2.5. Analisis <i>Tuning Thickness</i>	13
2.6. Impedansi Akustik	14
2.7. Koefisien Refleksi	15
2.8. Wireline Log	15
2.8.1. <i>Log Gamma Ray</i>	17
2.8.3. <i>Log Neutron</i>	17
2.8.4. <i>Log Sonic</i>	18
2.8.5. <i>Log Density</i>	19
2.8.6. <i>Log Resistivity</i>	20
2.8.7. <i>Well Velocity Surveys</i>	20
2.9. <i>Wavelet</i>	21
2.10. Polaritas	22
2.11. Sintetik Seismogram	22
2.12. <i>Seismic Well Tie</i>	23
2.13. <i>Picking Horizon</i>	24
2.14. <i>Time to Depth Conversion</i>	26
2.15. Atribut Seismik	26
2.15.1. <i>Atribut Amplitudo Seismik</i>	27
2.15.2. <i>Amplitudo RMS</i>	28
2.16. Inversi Seismik	29

2.16.1. <i>Metode Inversi</i>	30
BAB III METODOLOGI PENELITIAN	33
3.1. Metode Penelitian	33
3.2. Flowchart Penelitian	34
BAB IV PENGOLAHAN DATA DAN PEMBAHASAN	35
4.1. Persiapan Data	35
4.2. Data Seismik.....	35
4.3. Data Sumur	36
4.4. Data Checkshot	37
BAB V PENUTUP.....	57
5.1. Kesimpulan	57
5.2. Saran	57
DAFTAR PUSTAKA	59
LAMPIRAN.....	61
BIOGRAFI PENULIS	65

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1 Geologi Regional Jawa Timur	6
Gambar 2.2 Evolusi struktur pembentukan cekungan Jawa Timur	6
Gambar 2.3 Stratigrafi daerah penelitian.....	10
Gambar 2.4 Ilustrasi Seismik Refleksi	12
Gambar 2.5 Prinsip Huygens pada gelombang seismik	13
Gambar 2.6 Efek interferensi lapisan	14
Gambar 2.7 Hubungan antara amplitudo dengan ketebalan lapisan.....	14
Gambar 2.8 Skema diagram pengaturan Wireline Logging	16
Gambar 2.9 Respon Log Neutron di berbagai litologi	18
Gambar 2.10 Respon log densitas di berbagai litologi	19
Gambar 2.11 <i>Well Velocity Survey</i>	20
Gambar 2.12 Jenis-Jenis <i>Wavelet</i>	21
Gambar 2.13 Polaritas Normal dan Polaritas Terbalik.....	22
Gambar 2.14 Sintetik seismogram yang dihasilkan dari konvolusi RC	23
Gambar 2.15 Contoh hasil data seismik dan sumur yang sudah diikat	24
Gambar 2.16 Ilustrasi Kriteria <i>Picking</i> pada Kasus <i>Onlap</i> dan <i>Downlap</i>	25
Gambar 2.17 Ilustrasi kriteria <i>Picking</i> pada kasus <i>Toplap</i> dan pemotongan....	25
Gambar 2.18 Perbandingan interpretasi struktur pada domain <i>time</i> dan <i>depth</i> . 26	
Gambar 2.19 Klasifikasi Seismik Atribut	27
Gambar 2.20 Contoh perhitungan nilai RMS dari suatu gelombang.....	28
Gambar 2.21 Pembagian metode inversi berdasarkan data seismik	29
 Gambar 4.1 Base Map Seismik Area Penelitian.....	 35
Gambar 4.2 Base Map Lokasi Sumur area penelitian	36

Gambar 4.3 Crossplot Gamma Ray dengan P impedance	37
Gambar 4.4 Bentuk Wavelet (atas) dan Spektrum frekuensi (bawah)	39
Gambar 4.5 Koreksi <i>checkshot</i> pada data sonik	40
Gambar 4.6 <i>Seismic Well Tie</i> pada data log R – 14 dengan korelasi 0,742	41
Gambar 4.7 <i>Seismic Well Tie</i> pada data log R – 35 dengan korelasi 0,883	41
Gambar 4.8 Patahan dilihat dari seismik amplitude	42
Gambar 4.9 Pemodelan patahan yang telah di picking	43
Gambar 4.10 Model patahan yang telah dilakukan gridding	43
Gambar 4.11 Picking Horizon pada crossline dengan kontrol data log	44
Gambar 4.12 Picking Horizon pada inline dengan kontrol data log	45
Gambar 4.13 <i>Time Structure Map Top</i> Tuban	45
Gambar 4.14 <i>Time Structure Map Top</i> Tuban Karbonat	46
Gambar 4.15 <i>Time Structure Map</i> dari <i>Top</i> Tuban (atas) dan <i>Top</i> Tuban Karbonat (bawah) dalam 3D dilihat dari sisi selatan	46
Gambar 4.16 <i>Time Structure Map</i> dari <i>Top</i> Tuban (atas) dan <i>Top</i> Tuban Karbonat (bawah) dalam 3D dilihat dari sisi utara	47
Gambar 4.17 <i>Depth Structure Map</i> dari <i>Top</i> Tuban Karbonat	48
Gambar 4.18 Penerapan Atribut RMS pada <i>Top</i> Tuban Karbonat	49
Gambar 4.19 Model Impedansi Akustik hasil interpolasi data AI	50
Gambar 4.20 Analisis parameter proses inversi yang dilakukan memiliki korelasi 0,923 pada sumur R-35	51
Gambar 4.21 Hasil Inversi impedansi akustik pada lintasan xline 5294 yang melalui sumur R-14 dan R-35	52
Gambar 4.22 Kontrol data log pada hasil inversi	52
Gambar 4. 23 Crossplot antara Log Impedansi dengan nilai AI hasil inversi	53
Gambar 4. 24 Persebaran Impedansi Akustik pada <i>Top</i> Karbonat	53
Gambar 4.25. Persebaran Impedansi Akustik pada <i>Top</i> Karbonat + 5ms	54

Gambar 4. 26 Persebaran Impedansi Akustik pada Top Karbonat + 10ms	54
Gambar 4. 27 Pengajuan Titik Pengeboran Baru	55

DAFTAR TABEL

Tabel 4.1. Informasi Data Sumur	36
Tabel 4.2. Analisis Tuning Thickness	38

DAFTAR GRAFIK

Grafik 4.1. Hubungan antara waktu dan kedalaman dari masing masing sumur	48
---	----

BAB I

PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang

Keberadaan sumber energi minyak dan gas bumi masih menjadi energi utama dalam mendukung kegiatan manusia. Potensi sumber minyak dan gas masih terus dikembangkan guna memenuhi kebutuhan pasar. Untuk itu kegiatan eksplorasi dan eksploitasi harus terus dikembangkan.

Dengan menggunakan seismik refleksi yang masih menjadi metode paling unggul untuk memberi gambaran kondisi bawah permukaan bumi secara jelas dan baik seperti struktur perlapisan, struktur geologi, indikator hidrokarbon, serta sifat fisis reservoir. Metode analisis data seismik sangat potensial dimanfaatkan untuk karakterisasi reservoir seperti analisis atribut seismik dan inversi data seismik.

Metode Atribut seismik ini baru digunakan pada tahun 1960 seiring dengan peningkatan daerah anomali *brightspot* yang dianggap memiliki kandungan hidrokarbon. Dari penelitian yang semakin maju, disadari bahwa data seismic dapat dimanfaatkan parameter fisisnya untuk mempermudah interpretasi geologi.

Penambahan data log sumur yang memiliki nilai keakuratan vertikal yang lebih pasti dan digabungkan dengan nilai impedansi akustik dari hasil inversi data seismik yang baik pada arah lateral maka akan didapatkan parameter parameter fisis yang akurat dalam Analisis reservoir dengan nilai kesalahan minimum. Teknik pengembangan reservoir hidrokarbon ini tidak hanya menggunakan data seismic sebagai informasi structural saja, tetapi juga digunakan dalam Analisis lithologi maupun kandungan fluida reservoir.

Inversi data seismic mampu memperkirakan nilai dari parameter batuan untuk menganalisis karakter reservoir hidrokarbon seperti lithologi. Estimasi zona hidrokarbon merupakan tahapan penting dalam pengembangan blok migas, oleh karena itu inversi seismik menjadi salah satu cara yang baik dalam menganalisa reservoir hidrokarbon.

Pada kegiatan tugas akhir yang akan saya laksanakan, saya mengajukan judul penelitian tugas akhir **“Karakterisasi Reservoir Karbonat dengan Aplikasi Seismik Atribut dan Inversi Seismik Impedansi Akustik Pada Lapangan “RF” JOB Pertamina PetroChina East Java”** yang termasuk di dalam interpretasi seismik. Selama ini, peran seismik atribut cukup membantu para geofisikawan (interpreter) dalam menentukan lokasi prospek adanya hidrokarbon pada data seismik.

1.2. Perumusan Masalah

Berdasarkan latar belakang di atas, maka timbul permasalahan yaitu:

1. Bagaimana proses interpretasi di bidang eksplorasi minyak dan gas terutama menggunakan metode seismik dan data log sumur.
2. Bagaimana cara penggunaan seismik atribut dalam membantu interpretasi data seismik secara maksimal.
3. Bagaimana Inversi Impedansi Akustik untuk karakterisasi reservoir.

1.3. Tujuan

Tujuan dari tugas akhir ini antara lain adalah :

1. Melakukan interpretasi menggunakan metode seismik dan data log sumur untuk menganalisa keberadaan reservoir.
2. Menganalisis atribut seismik amplitudo RMS untuk memprediksi keberadaan anomali reservoir.
3. Menggunakan Inversi Impedansi Akustik dengan metode inversi *based model* untuk karakterisasi reservoir.

1.4. Batasan Masalah Penelitian

Adapun batasan masalah yang akan diselesaikan dari Tugas Akhir ini antara lain adalah :

1. Penelitian ini dilakukan penulis tanpa adanya pengukuran langsung di lapangan
2. Data yang didapatkan adalah data seismik 3D PoSTM (*Post Stack Time Migration*) dari lapangan pengembangan.
3. Penulis melakukan analisis geologi, seismik atribut dan Inversi Impedansi Akustik.

1.5. Manfaat

Manfaat yang didapatkan dari Tugas Akhir di JOB PPEJ ini antara lain adalah:

1. Bagi mahasiswa
 - a. Mengetahui cara analisa Atribut untuk karakterisasi reservoir khususnya karbonat.
 - b. Dapat pendalaman ilmu yang telah didapat di bangku kuliah ke dalam dunia kerja terutama di bidang "Oil and Gas"
 - c. Sebagai bekal dan pengalaman bagi mahasiswa dimana kerja tim sangat diperlukan untuk meningkatkan kemampuan dan kompetensi dalam bidang tersebut.

2. Bagi instansi dimana mahasiswa melakukan Tugas Akhir
 - a. Sebagai wujud peran serta JOB PPEJ untuk ikut memajukan pendidikan nasional.
 - b. Dapat terjalinnya kerjasama yang baik antara instansi dan perguruan tinggi negeri.

HALAMAN INI SENGAJA DIKOSONGKAN

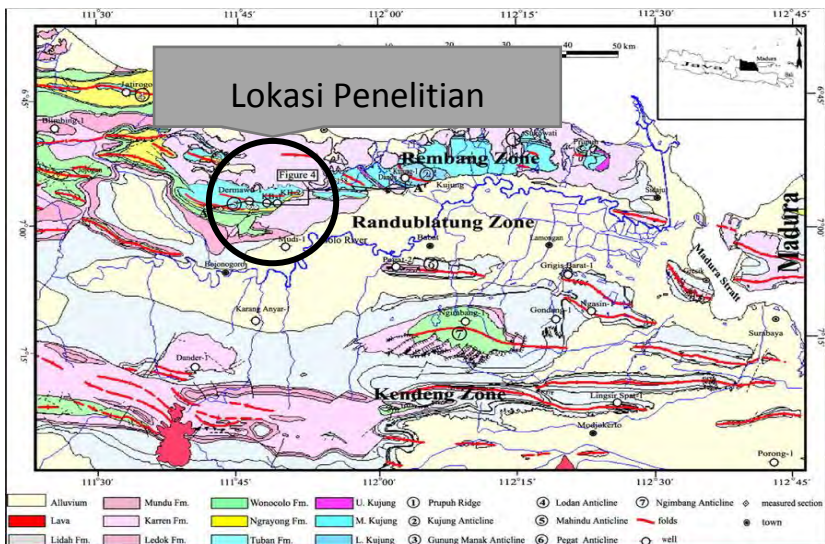
BAB II DASAR TEORI

2.1. Geologi Regional Jawa Timur

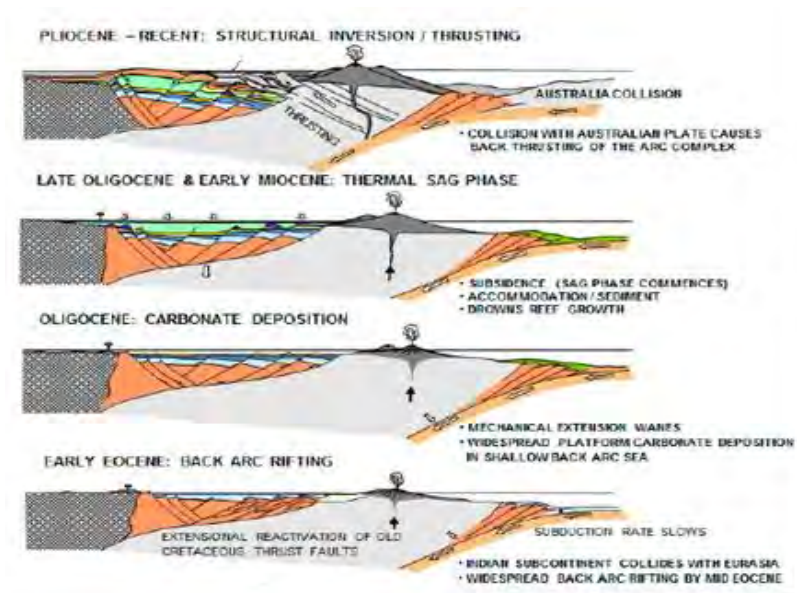
Pada masa Cenozoik, cekungan Jawa Timur dipengaruhi oleh pergerakan relatif dari lempeng India, Eurasia, dan Australia dan mengalami interaksi kompleks dengan karakteristik gaya kompresional dengan sudut rendah dan pembalikan dari lapisan ekstensional yang lebih tua. Formasi Ngimbang menandai *onset* dari sedimentasi tersier pada cekungan Jawa Timur dengan distribusi dari sedimen Formasi Ngimbang bagian bawah dikontrol oleh konfigurasi pra-tersier yang membentuk setengah graben mengarah timur-barat. Formasi Ngimbang bagian bawah diperkirakan *shallow to marine fluvio-deltaic* dan diisi oleh sedimen klastik *lacustrine*. Formasi ini merupakan sumber hidrokarbon potensial yang penting pada cekungan Jawa Timur yang berdasarkan data geokimia mengindikasikan sumber minyak (JOB-PPEJ, 2013). Sedimentasi Formasi Ngimbang berlanjut sampai awal Oligosen dengan pengendapan *shale, claystone*, sedikit karbonat secara transgresi dari Formasi Ngimbang bagian atas.

Pada akhir Oligosen, Formasi Kujung diendapkan diatas Formasi Ngimbang dan berada pada tinggian *basement* pra-tersier dengan *reefal build-up* telah berkembang diseluruh area Jawa Timur. Sebagian *reef* berkembang di sekitar tepi pusat cekungan dengan tipe *reef-pinnacle* yang terjadi di cekungan laut dalam dimana sedimen yang terendapkan dominan *argillaceous chalky limestones, claystones* dan *marls*. Perkembangan dari *reefal* karbonat berhenti pada beberapa area pada akhir pengendapan Formasi Kujung yang kemungkinan disebabkan oleh kondisi air laut yang tidak memungkinkan. Di area lain, *reef* Formasi Kujung terus berkembang sampai awal Miosen (Formasi Tuban).

Pada awal Miosen, Formasi Tuban ditandai dengan perubahan endapan karbonat dari Formasi Kujung menjadi endapan siliklastik berbutir halus selama fase regresi. Sedimentasi klastik berlanjut hingga akhir Miosen dengan endapan *deep water claystones* dari Formasi Wonocolo yang disebabkan oleh kejadian tektonik kompresional utama yang menyebabkan pengangkatan dan pembalikan cekungan pada akhir Miosen. Kejadian tektonik ini menyebabkan beberapa siklus regresi dan transgresi sampai Plio-Pleistosen yang dikontrol oleh busur vulkanik bagian selatan.



Gambar 2.1 Geologi Regional Jawa Timur



Gambar 2.2 Evolusi struktur pembentukan cekungan Jawa Timur (Simo, 2012)

Berdasarkan evolusi struktur geologi pada cekungan Jawa Timur diawali terjadinya pemisahan (*rifting*) pada awal Eosen yang membentuk half graben basement yang menjadi dasar dari cekungan Jawa Timur. Pada Eosen tengah sampai awal Oligosen, terjadi peningkatan muka air laut (transgresi) dan karbonat mulai terendapkan diseluruh cekungan baik berupa *platform* maupun berupa gundukan pada daerah tinggian dimana air laut terisolir.

Pada akhir Oligosen sampai awal Miosen, muka air laut semakin meningkat yang menyebabkan sebagian besar karbonat yang terbentuk di seluruh cekungan tenggelam sehingga karbonat tidak dapat tumbuh dan mati. Akan tetapi, karbonat yang terbentuk pada tinggian dari basement relatif masih dapat tumbuh sehingga membentuk *reefal* karbonat. Pada akhir Miosen hingga Pliosen tengah, terjadi gaya kompresi yang menyebabkan pembalikan struktur dan lipatan yang mengarah ke utara.

2.2. Stratigrafi Cekungan Jawa Timur Stratigrafi

Secara regional, stratigrafi pada daerah Cepu dan sekitarnya tersusun atas sepuluh formasi (Pringgoprawiro, 1983), yaitu Formasi Kujung, Prupuh, Tuban, Tawun, Ngrayong, Bulu, Wonocolo, Ledok, Mundu dan Lidah.

2.2.1. Formasi Tuban

Formasi Tuban tersusun atas napal pasir berwana putih abu-abu, semakin ke atas berubah menjadi endapan batu lempung biru kehijauan dengan sisipan batu gamping berwana abu-abu kecoklatan yang kaya akan foraminifera orbitoid, koral, dan alga. Semakin ke atas berubah menjadi batu gamping pasir berwana putih kekuningan hingga coklat kekuningan (Pringgoprawiro, 1983). Umur dari Formasi Tuban adalah Miosen awal bagian tengah. Formasi Tuban memiliki rasio planktonik bentonik berkisar 20% - 30%, diendapkan pada lingkungan sublittoral (Pringgoprawiro, 1983).

2.2.2. Formasi Kujung

Formasi Kujung tersingkap pada bagian timur dari zona Rembang. Umur Formasi Kujung adalah Oligosen atas. Pada daerah ini, Formasi Kujung dapat dibagi menjadi tiga bagian: bagian bawah adalah *reefal*, bagian tengah adalah perselingan lempung dan kapur, bagian atas adalah perselingan lempung, kapur, dan karbonat turbidit. Pada bawah permukaan, pada daerah tertentu, bagian tengah dan atas Formasi Kujung secara lateral adalah karbonat *reefal*. Batas atas dari Formasi Kujung adalah transisi hingga laut dangkal Formasi Tuban. Interval Formasi Kujung terdiri dari dua litofasies utama, yaitu fasies gundukan atau karbonat laut dangkal dan fasies bukan gundukan atau karbonat laut dalam, kapur, dan lempung.

Perluasan dari Formasi bawah Kujung diwakili oleh alga merah, karbonat kaya akan koral dengan perselingan *wackestone* sampai *grainstone*. Litologi ini berwarna putih kekuningan sampai putih kecoklatan dan sangat tebal. Formasi Kujung memiliki rasio planktonik bentonik berkisar 60%-70% diendapkan pada lingkungan laut terbuka pada kedalaman berkisar antara 200-500m atau bathyal atas (Pringgoprawiro, 1983).

2.2.3. Formasi Ngrayong

Formasi Ngrayong berumur Miosen tengah. Pada Formasi ini dijumpai adanya batu pasir kuarsa berukuran halus pada bagian bawah dan menjadi kasar pada bagian atas dan terkadang gampingan (Pringgoprawiro, 1983). Batu pasir ini sebelumnya disebut sebagai anggota Ngrayong dari Formasi Tawun, tetapi kemudian disebut sebagai Formasi Ngrayong.

Pasir Ngrayong diendapkan dalam fase regresif dari lingkungan laut dangkal zona neritik pinggir hingga rawa-rawa pada waktu Miosen Tengah (Poedjoprajitno dan Djuhaeni, 2006). Ketebalan keseluruhan Pasir Ngrayong adalah sangat beragam, di sebelah utara mencapai 800 – 1000 meter, sedangkan di sebelah selatan mencapai 400 meter (Poedjoprajitno dan Djuhaeni, 2006). Formasi Ngrayong kontak dengan batugamping Formasi Tawun pada bagian bawah dan dibagian atas ditutupi oleh batugamping Formasi Bulu (Poedjoprajitno dan Djuhaeni, 2006).

2.2.4. Formasi Wonocolo

Formasi Wonocolo memiliki lokasi tipe di sekitar Wonocolo, Cepu. Satuan ini tersusun oleh napal, napal lempungan, hingga napal pasiran, yang kaya akan foram plankton, terdapat sisipan kalkarenit dengan tebal lapisan 5 – 20 cm (Pringgoprawiro, 1983). Formasi Wonocolo memiliki tebal 89 – 600 meter, diendapkan pada Miosen Akhir bagian bawah - Miosen Akhir bagian tengah atau pada Zonasi Blow N15 – N16 (Pringgoprawiro, 1983). Formasi Wonocolo memiliki rasio planktonik bentonik 60 – 80%, diendapkan pada lingkungan laut terbuka dengan kedalaman 100 – 500 meter atau pada zona batimetri neritik luar – batial atas. Formasi Wonocolo ditutupi oleh Formasi Ledok di atasnya secara selaras (Pringgoprawiro, 1983).

2.2.5. Formasi Ledok

Formasi Ledok memiliki lokasi tipenya di Desa Ledok, Cepu. Formasi Ledok tersusun atas perulangan napal pasiran dan kalkarenit, dengan napal dan batupasir. Bagian atas dari satuan ini dicirikan batupasir dengan konsentrasi glaukonit. Kalakarenitnya sering memperlihatkan perlapisan silang-siur

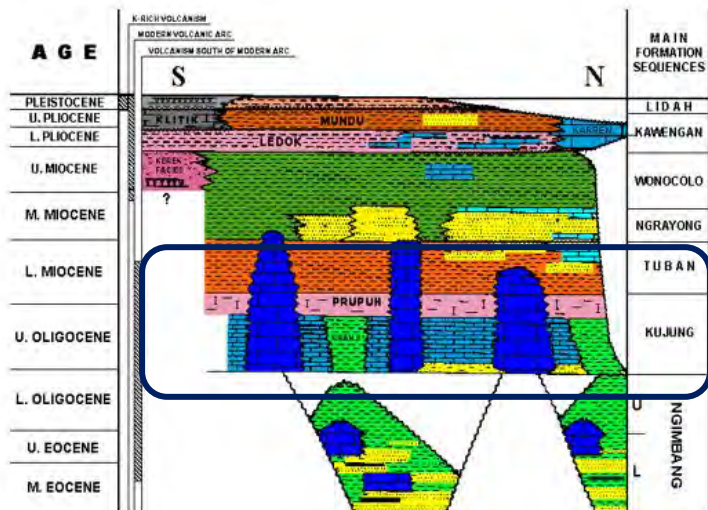
(Pringgoprawiro, 1983). Berdasarkan fosil foram planktonik Globorotalia pleistumida yang ditemukan, umur Formasi Ledok adalah Miosen Akhir (Pringgoprawiro, 1983). Formasi Ledok memiliki rasio planktonik bentonik 30 – 47%, diendapkan pada lingkungan neritik luar dengan kedalaman 100 - 200 meter (Pringgoprawiro, 1983).

2.2.6. Formasi Mundu

Formasi Mundu memiliki lokasi tipe di Kali Kalen, Desa Mundu, Cepu. Formasi Mundu terdiri dari napal yang kaya foraminifera planktonik, tidak berlapis. Bagian paling atas dari satuan ini ditempati oleh batugamping pasiran yang kaya foraminifera planktonik. Bagian atas dari Formasi Mundu ini disebut Anggota Selorejo, terdiri dari perselingan batugamping pasiran dan napal pasiran (Pringgoprawiro, 1983). Penyebarannya cukup luas, dengan ketebalan 75m – 342m. Berdasarkan fosil foraminifera planktonik yang ditemukan, umur Anggota Selorejo adalah Pliosen atau pada Zonasi Blow N18 – N20 (Pringgoprawiro, 1983).

2.2.7. Formasi Lidah

Formasi Lidah terdiri atas satuan batulempung biru tua, masiv, tidak berlapis. Satuan ini dapat dipisahkan menjadi bagian atas, tengah, bawah. Pada bagian bawah Formasi Lidah merupakan satuan batulempung berwarna biru (Anggota Tambakromo). Bagian atasnya terdiri batulempung dengan sisipan napal dan batupasir kuarsa mengandung glaukonit (Anggota Turi). Di daerah Antiklin Kawengan kehadiran dua satuan ini dipisahkan dengan suatu satuan batugamping cocquina terdapat cangkangcangkang moluska (Anggota Malo). Umur formasi ini Pliosen Atas – Pleistosen Bawah, diendapkan di lingkungan laut tertutup, dan berangsur-angsur menjadi semakin dangkal (Pringgoprawiro, 1983). Hubungan dengan Formasi Mundu adalah selaras, dan di atas Formasi Lidah ditutup secara tidak selaras oleh endapan alluvial dan endapan teras sungai (Pringgoprawiro, 1983).



Gambar 2.3 Stratigrafi daerah penelitian (JOB-PPEJ, 2013)

2.3. Sistem Petroleum Daerah Penelitian

2.3.1. Source Rock (Batuan Sumber)

Source Rock adalah batuan yang mempunyai potensi untuk menghasilkan dan mengalirkan hidrokarbon dengan kuantitas yang baik. Pada daerah penelitian, terdapat tiga formasi yang berperan sebagai batuan sumber, yaitu Formasi Ngimbang, Formasi Kujung, dan Formasi Tuban. Pada umumnya, formasi tersebut mempunyai *shale* yang dapat menghasilkan kerogen. Berdasarkan kematangannya, kerogen ini matang secara termal. Dua formasi diatas termatangkan pada masa Pleosen, kecuali Formasi Tuban yang terbentuk pada masa Miosen.

Formasi Ngimbang adalah batuan sumber yang baik. Hal ini dibuktikan oleh tingkat TOC (*Total Organic Carbon*) yang baik yaitu bernilai (1%-4%) pada *shale* dan *limestone* (Peter dan Cassa (1994)). Batuan sumber pada formasi ini diklasifikasikan sebagai batuan sumber efektif karena batuan sumber ini menyuplai hidrokarbon ekonomis (95% minyak dan gas) di cekungan Jawa Timur.

Formasi Kujung diklasifikasikan sebagai possible source rock karena

tidak ada identifikasi oleh data geokimia pada beberapa faktor seperti TOC, Ro (*Reflectance in oil* / indikator kematangan batuan induk), dan tipe kerogen. Formasi Tuban diklasifikasikan sebagai batuan sumber efektif karena cukup tingginya nilai TOC (0,53%-2,3%) (JOB-PPEJ, 2013).

2.3.2. Batuan Reservoir

Batuan reservoir adalah batuan yang mempunyai porositas dan permeabilitas baik yang merupakan tempat dimana hidrokarbon terakumulasi. Pada cekungan Jawa Timur, terdapat dua formasi utama yang berperan sebagai batuan reservoir, yaitu Formasi Kujung dan Formasi Tuban.

Formasi Kujung dibagi menjadi tiga bagian, yaitu Kujung I, Kujung II, dan Kujung III. Kujung I terdiri dari *shelfal to deep water limestone* dari Prupuh. Kujung II terdiri dari *limestone* yang menjadi target utama sebagai reservoir. *Limestone* pada formasi ini dicirikan berenergi tinggi dan berfasies *reefal* karbonat. Kujung III terdiri dari *mixed shelfal* klastik dan karbonat.

Formasi Tuban didominasi oleh *limestone* yang berfasies *reefal* karbonat yang selaras dengan Formasi Kujung yang berada di atasnya dan perselingan *shale* dan *sand*.

2.3.3. Batuan Penutup (Seal)

Batuan penutup adalah batuan yang berperan sebagai penutup pada system *petroleum* yang dicirikan sebagai batuan yang impermeable dan berbutir halus, sehingga hidrokarbon yang terakumulasi dibawah batuan ini tidak bermigrasi ke tempat lain. Pada daerah penelitian, formasi yang berperan sebagai batuan penutup adalah Kujung I dan Formasi Ngrayong yang didominasi oleh perselingan *shale* dan *mudstone*.

2.3.4. Jebakan (Trap)

Jebakan adalah fitur geologi dimana hidrokarbon terakumulasi setelah bermigrasi. Di cekungan Jawa Timur yang menjadi daerah penelitian mempunyai jebakan stratigrafi yang disebabkan *shale* yang selaras diatas *reefal* karbonat.

2.3.5. Migrasi

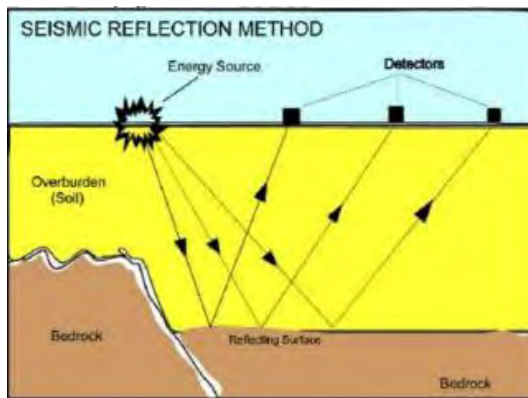
Migrasi adalah waktu dimana hidrokarbon bermigrasi dari batuan sumber ke batuan reservoir sehingga hidrokarbon akan terakumulasi pada jebakan. Berdasarkan kejadian tektonik pada cekungan Jawa Timur, migrasi terjadi pada dua periode.

Pertama, pada fase Miosen tengah dimana hidrokarbon pada batuan sumber dari Formasi Ngimbang telah matang pada akhir Miosen. Kedua, pada masa Plio-Pleistosen dimana hidrokarbon pada batuan sumber dari Formasi Kujung telah matang yang kemudian terjadi migrasi ke formasi tuban reef.

2.4. Seismik Refleksi

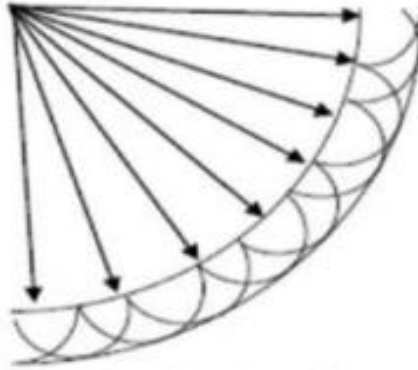
Seismik refleksi dalam dunia *oil and gas* memiliki kontribusi yang sangat besar dalam menentukan titik pemboran karena memiliki rasio kesuksesan yang besar. Seismik refleksi merupakan metode yang didasarkan pada analisis refleksi gelombang seismik dari lapisan-lapisan batuan bawah permukaan. Survei seismik untuk eksplorasi memiliki konsep dengan mengirimkan sinyal gelombang yang memantul kembali ke permukaan bumi.

Untuk menciptakan gelombang yang diinginkan dibutuhkan sumber gelombang buatan yaitu dengan menggunakan dinamit jika survei di darat, dan dengan *air gun* jika survei dilakukan di laut. Sedangkan alat untuk merekam gelombang seismik di darat berupa geofon dan hidrofon untuk di laut.



Gambar 2.4 Ilustrasi Seismik Refleksi (sumber: seismikindonesia.blogspot.com)

Penjalaran gelombang seismik di dalam bumi dapat dijelaskan dengan prinsip Huygens yang mengatakan bahwa setiap titik pada muka gelombang merupakan sumber dari gelombang baru yang menjalar dalam bentuk bola. "Setiap titik pada muka gelombang merupakan sumber bagi gelombang baru". Prinsip Huygens mengungkapkan sebuah mekanisme dimana sebuah pulsa seismik akan kehilangan energi dengan bertambahnya kedalaman.



Gambar 2.5 Prinsip Huygens pada gelombang seismik

Gelombang yang terpantul akan mengikuti hukum pemantulan gelombang, yaitu hukum Snellius “Gelombang akan dipantulkan atau dibiaskan pada bidang batas antara dua medium”. Menurut persamaan:

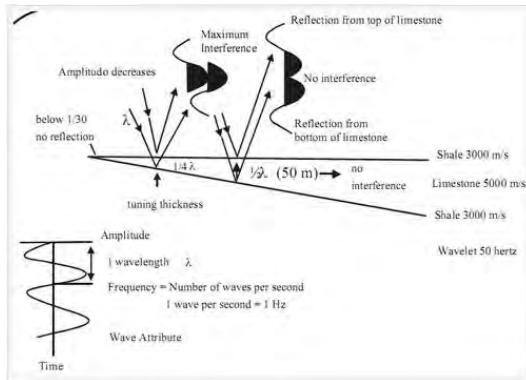
$$\frac{v}{\sin i} = \frac{v_{p1}}{\sin \theta_p} = \frac{v_{p2}}{\sin r_p} = \frac{v_{s1}}{\sin \theta_s} = \frac{v_{p2}}{\sin r_s} \quad (2.1)$$

Ketika gelombang seismik melalui lapisan batuan dengan impedansi akustik yang berbeda dari lapisan batuan yang dilalui sebelumnya, maka gelombang akan terbagi. Gelombang tersebut sebagian terefleksikan kembali ke permukaan dan sebagian diteruskan merambat dibawah permukaan.

2.5. Analisis *Tuning Thickness*

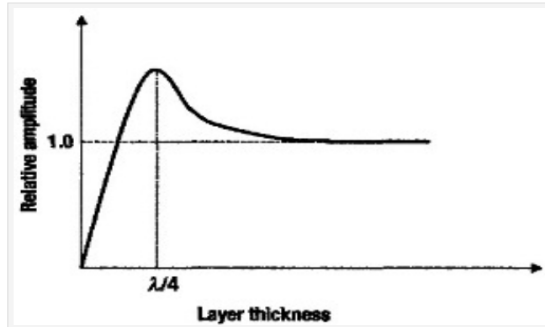
Resolusi seismik juga tergantung pada tingkat kerapatan vertikal, semakin rapat maka akan terjadi interferensi yang menyebabkan resolusi seismik berubah karena respon wavelet pada bidang batas kontras impedansi yang saling overlap (*Gambar 2.6*). Interferensi dapat dibedakan menjadi dua, yaitu *destructive interference* dan *constructive interference*.

Dikatakan *destructive* jika respon seismik menjadi saling meniadakan nilai amplitudo satu sama lain sehingga merusak respon seismik, sedangkan dikatakan *constructive* jika respon seismik antara boundary saling menguatkan nilai amplitudo satu sama lainnya.



Gambar 2.6 Efek interferensi lapisan yang membagi dengan nilai akustik impedansi yang tinggi (limestone) di encased oleh lapisan shale dengan nilai akustik impedansi yang lebih rendah.

Jika *constructive interference* nya maksimum maka fenomena ini dikenal dengan *tuning thickness* yaitu suatu ketebalan di mana respon seismik pada ketebalan tersebut mempunyai nilai amplitudo paling besar yang diakibatkan oleh interferensi (Gambar 2.7).



Gambar 2.7 Hubungan antara amplitudo dengan ketebalan lapisan. Tuning thickness berada pada ketebalan $1/4 \lambda$

2.6. Impedansi Akustik

Impedansi akustik adalah kemampuan batuan untuk dilewati gelombang seismik. Nilai impedansi akustik bergantung pada kecepatan gelombang seismik yang melewati batuan tersebut dan densitas batuan (medium) yang dilewati

gelombang seismik. Secara matematis, impedansi akustik dapat dituliskan sebagai berikut:

$$Z_p = V_p \cdot \rho \quad (2.2)$$

dimana V_p adalah kecepatan gelombang P (m/s) dan ρ adalah densitas batuan (g/cc)

Impedansi akustik cukup sensitif terhadap perubahan litologi, fluida dan properti batuan. Hal ini disebabkan kecepatan gelombang P yang menjadi parameter pada impedansi akustik yang sensitif terhadap parameter tersebut.

2.7. Koefisien Refleksi

Nilai kontras impedansi akustik pada bidang batas lapisan yang memiliki nilai densitas dan kecepatan yang berbeda didefinisikan sebagai koefisien refleksi (RC). Pada saat gelombang seismik membentuk sudut datang tegak lurus terhadap bidang pantul (*normal incidence*), maka koefisien refleksi dapat dinyatakan sebagai berikut:

$$KR = \frac{Z_{i+1} - Z_i}{Z_{i+1} + Z_i} \quad (2.3)$$

dimana Z_i adalah impedansi akustik dari lapisan i dan KR adalah koefisien refleksi

Koefisien refleksi mempunyai nilai antara -1 sampai 1 . Jika impedansi akustik pada suatu lapisan lebih besar dari impedansi akustik lapisan di atasnya, atau gelombang merambat dari batuan dengan nilai densitas/kecepatan rendah ke batuan dengan nilai densitas/kecepatan yang lebih tinggi, maka nilai koefisien refleksi akan positif. Harga kontras impedansi akustik dapat pula diperkirakan dari amplitudo refleksinya, semakin besar amplitudonya semakin besar refleksi dan kontras impedansi akustik nya (Sukmono, 1999).

2.8. Wireline Log

Log adalah suatu grafik kedalaman (atau waktu), dari satu set data yang menunjukkan parameter yang diukur secara berkesinambungan di dalam sebuah sumur (Harsono, 1997). Log diperoleh dari operasi logging di sumur terbuka yang umumnya dimulai dari kedalaman maksimum (*total depth*) sampai dengan

sepatu selubung (*casing shoe*). Kurva log mampu memberikan informasi tentang sifatsifat batuan dan cairan pada situasi dan kondisi yang sesungguhnya di dalam sumur. *Well Logging* dapat dilakukan dengan dua cara dan bertahap yaitu:

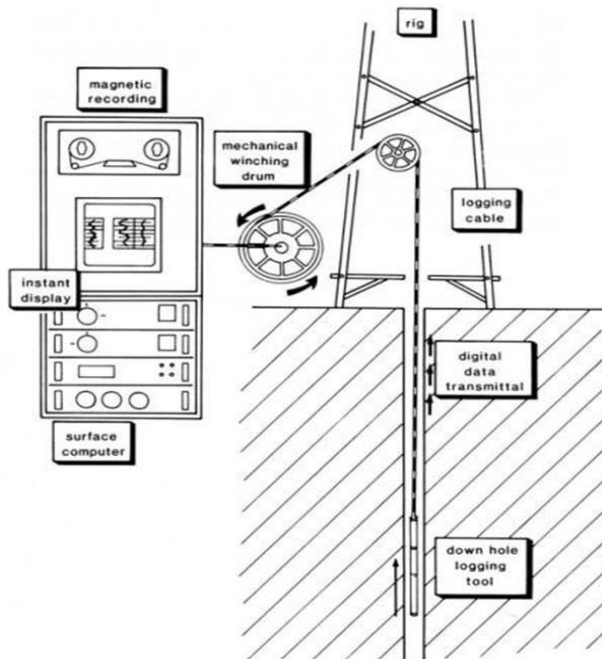
a. *Openhole Logging*

Openhole logging ini merupakan kegiatan *logging* yang dilakukan pada sumur/lubang bor yang belum dilakukan pemasangan casing. Pada umumnya pada tahap ini semua jenis log dapat dilakukan.

b. *Casedhole Logging*

Casedhole logging merupakan kegiatan *logging* yang dilakukan pada sumur/ lubang bor yang sudah dilakukan pemasangan casing. Pada tahapan ini hanya log tertentu yang dapat dilakukan antara lain adalah log *Gamma ray*, *Caliper*, *NMR*, dan *CBL*.

Secara kualitatif dengan data sifat-sifat fisik tersebut kita dapat menentukan jenis litologi dan jenis fluida pada formasi yang tertembus sumur. Sedangkan secara kuantitatif dapat memberikan data-data untuk menentukan ketebalan, porositas, permeabilitas, kejenuhan fluida, dan densitas hidrokarbon.



Gambar 2.8 Skema diagram pengaturan Wireline Logging (Harsono, 1997)

2.8.1. Log Gamma Ray

Prinsip dasar dari log gamma ray yaitu melakukan pengukuran tingkat radioaktif alami bumi. Radioaktif alami tersebut berasal dari unsur – unsur radioaktif yang berada di dalam lapisan batuan di sepanjang lubang bor. Unsur – unsur radioaktif tersebut antara lain Uranium, Thorium, Potassium. Prinsip kerja log gamma ray ini yaitu alat deteksi dimasukkan ke dalam lubang bor. Formasi yang mengandung unsur-unsur radioaktif akan memancarkan radiasi dimana intensitasnya akan diterima oleh detektor dan dicatat di permukaan.

Unsur radioaktif tersebut cenderung mengendap di dalam *shale* yang prosesnya terjadi saat perubahan geologi batuan, sedangkan pada *sandstone*, *limestone*, *dolomite* sangat sedikit jumlahnya. Sehingga log ini sangat efektif digunakan untuk melakukan evaluasi formasi pada lingkungan pengendapan *fluvial deltaic* yang sistem per lapisannya terdiri dari *sandstone* atau *shale*.

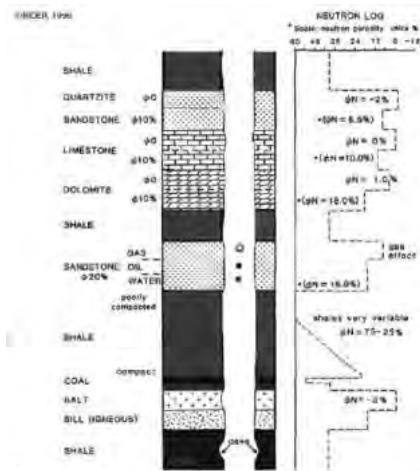
Prinsip kerja alat detektor dimasukkan ke dalam lubang bor. Formasi yang mengandung unsur-unsur radioaktif akan memancarkan radiasi dimana intensitasnya akan diterima oleh detektor dan dicatat di permukaan. Log gamma ray memiliki satuan API (*American Petroleum Institute*) yang biasanya dalam skala berkisar 0 – 150 API atau 0 – 200 API jika terdapat lapisan *organic rich shale*.

2.8.3. Log Neutron

Log neutron merekam *Hydrogen index (HI)* dari formasi. *HI* merupakan indikator kelimpahan kandungan hidrogen dalam formasi. Satuan pengukuran dinyatakan dalam satuan PU (*Porosity Unit*) (Rider, 1996). Prinsip kerja dari log ini adalah menembakan partikel neutron berenergi tinggi ke dalam formasi, tumbukan neutron dengan atom H (dengan asumsi atom H berasal dari HC atau air) akan menyebabkan energi neutron melemah, kemudian detektor akan mengukur jumlah partikel neutron yang kembali dari formasi.

Semakin banyak atom H dalam formasi, maka partikel neutron yang kembali akan semakin sedikit. Batubara pada log *neutron* biasanya akan memberikan respon defleksi yang relatif lebih besar dibandingkan dengan batupasir, karena batubara lebih kompak (densitas batuan besar) daripada batupasir.

Besarnya porositas batuan sama dengan jumlah energi neutron yang hilang, karena atom hidrogen berkonsentrasi pada pori yang terisi fluida (*water* atau *oil*). Pori yang terisi oleh gas akan memiliki pola kurva log neutron akan lebih rendah dari yang seharusnya (*gas effect*). Hal ini terjadi karena konsentrasi hidrogen dalam gas lebih kecil dibandingkan pada minyak dan air.



Gambar 2.9 Respon Log Neutron di berbagai litologi

2.8.4. Log Sonic

Pada dasarnya prinsip log sonic adalah merekam kecepatan rambat suara pada batuan formasi. Kecepatan rambat suara biasanya dikenal sebagai “interval transite time” (Dt). Interval waktu transite didefinisikan sebagai waktu yang diperlukan oleh gelombang s’ara untuk menempuh jarak satu feet suatu bahan. Peralatan log sonic ini menggunakan dua buah transmiter gelombang suara dan empat buah alat penerima (receiver). Prinsip kerja dari sonic log adalah sebagai suara yang dihasilkan dari transmiter maka gelombang tersebut akan merambat ke dalam formasi. Perambatan suara di dalam formasi tergantung dari matrik batuan, porositas batuan dan fluida dalam pori-pori tersebut.

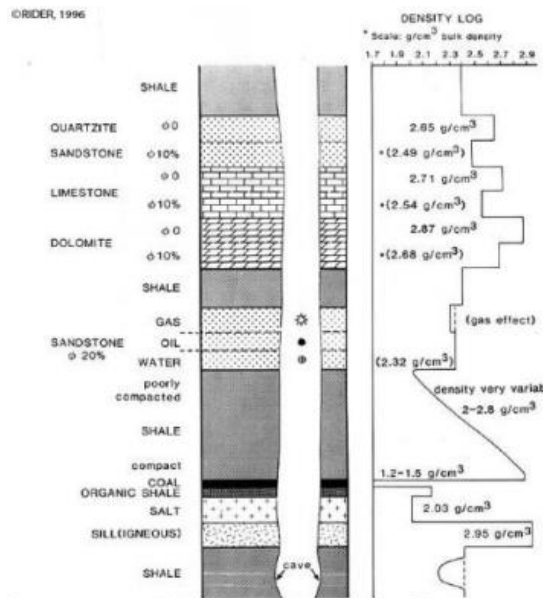
Bila pada transmitter dipancarkan gelombang suara, maka gelombang tersebut akan merambat kedalam batuan formasi dengan kecepatan tertentu yang akan tergantung pada sifat elastisitas batuan, kandungan fluida, porositas dan tekanan formasi. Kemudian gelombang ini akan terpantul kembali menuju lubang bor dan akan diterima oleh kedua receiver. Selisih waktu penerimaan ini direkam oleh log dengan satuan microsecond per feet ($\mu\text{sec}/\text{ft}$) yang dapat dikonversikan dari kecepatan rambat gelombang suara dalam ft/s. Satuan ini dapat secara baik memberikan pembacaan yang ditemukan dalam logging normal dengan nilai berkisar 40 – 200 $\mu\text{s}/\text{ft}$. Namun sebagian besar formasi memberikan tanggapan nilai berkisar 40 – 140 $\mu\text{s}/\text{ft}$, sehingga skala log yang biasa dipakai adalah 140 – 40 $\mu\text{s}/\text{ft}$.

2.8.5. Log Density

Pengukuran log densitas memanfaatkan fenomena hamburan Compton (*Compton Scattering*). Alat pengukur log densitas disebut *Formation Density Condensated* (FDC) dimana alat ini akan mengemisikan gamma ray dari sumber 10 di alat FDC ke dalam formasi batuan. Gamma ray disini dapat dianggap sebagai energi partikel foton yang nantinya akan bertumbukan dengan elektron dari atom di dalam formasi sehingga terjadi fenomena hamburan Compton.

Alat ini bekerja dari suatu sumber radioaktif dari alat pengukur dipancarkan sinar gamma dengan intensitas energi tertentu (umumnya 0.66 mev) menembus formasi / batuan. Batuan terbentuk dari butiran mineral – mineral yang tersusun dari atom – atom yang terdiri dari proton dan elektron. Partikel sinar gamma akan membentur elektron – elektron dalam batuan, sehingga mengalami pengurangan energi (loose energi).

Energi yang kembali (setelah mengalami benturan) akan diterima oleh detector. Intensitas energi yang diterima pada dasarnya berbanding terbalik dengan kepadatan elektron. Makin lemah energi yang kembali maka makin banyak elektron – elektron dalam batuan, yang berarti makin banyak / padat butiran / mineral penyusun batuan per satuan volume.



Gambar 2.10 Respon log densitas di berbagai litologi

2.8.6. Log Resistivity

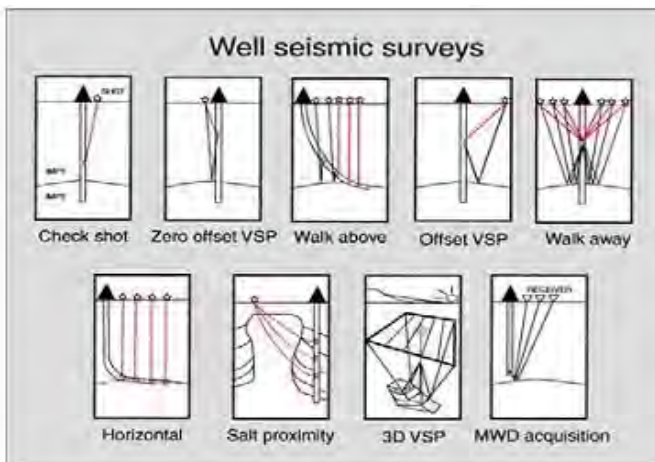
Log *resistivity* adalah rekaman tahanan jenis formasi ketika dilewati oleh kuat arus listrik, dinyatakan dalam ohmmeter (Schlumberger,1989). Resistivitas ini mencerminkan batuan dan fluida yang terkandung di dalam pori-porinya. Reservoir yang berisi hidrokarbon akan mempunyai tahanan jenis lebih tinggi (lebih dari 10 ohmmeter), sedangkan apabila terisi oleh air formasi yang mempunyai salinitas tinggi maka harga tahanan jenisnya hanya beberapa ohmmeter (Schlumberger,1989).

Suatu formasi yang porositasnya sangat kecil (*tight*) juga akan menghasilkan tahanan jenis yang sangat tinggi karena tidak mengandung fluida konduktif yang dapat menjadi konduktor alat listrik (Schlumberger,1989). Log resistivity dapat digunakan untuk:

- interpretasi pintas untuk mendeteksi hidrokarbon
- menentukan nilai saturasi air (S_w)
- menentukan diameter rembesan
- menentukan resistivitas air formasi (R_w)

2.8.7. Well Velocity Surveys

Survei kecepatan sumur dibutuhkan untuk menaikkan tingkat kepercayaan dari konversi time-deph.



Gambar 2.11 *Well Velocity Survey*

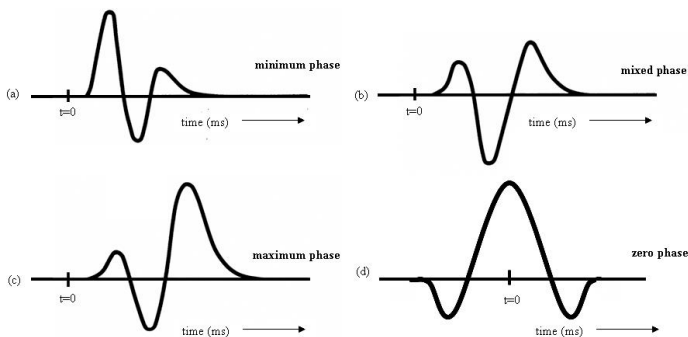
Chekshot atau *well shot survey* dilakukan untuk melihat perilaku kecepatan seismik disekitar sumur. Geophone diletakkan di dalam well, sedangkan *source* berada di permukaan dari sumur. Data direkam setiap posisi geophone 25 atau 50 meter sepanjang sumur. Kurva T-Z dibuat dari pengukuran time-deph. Kemenerusan interpolasi dari T-Z diperoleh dengan menghubungkan data log sonic.

Log sonic mengukur waktu perjalanan dari sinyal dengan frekuensi tinggi dalam interval vertikal yang kecil. Kecepatan interval disekitar lubang sumur dihitung dari pengukuran waktu perjalanan ini. Log sonic tidak sama dengan checkshot dan kecepatan seismik, karena:

- Kecepatan sonic diukur pada posisi dekat dengan posisi vertikal, sedangkan gelombang seismik punya komponen horizontal.
- Frekuensi dari sinyal yang digunakan pada pengukuran log sonic lebih besar daripada yang digunakan pada metode seismik.

2.9. Wavelet

Wavelet adalah sinyal transien yang mempunyai interval waktu dan amplitudo yang terbatas. Ada tiga jenis *wavelet* yang umum diketahui, yaitu *zero phase*, *minimum phase* dan *maximum phase*.

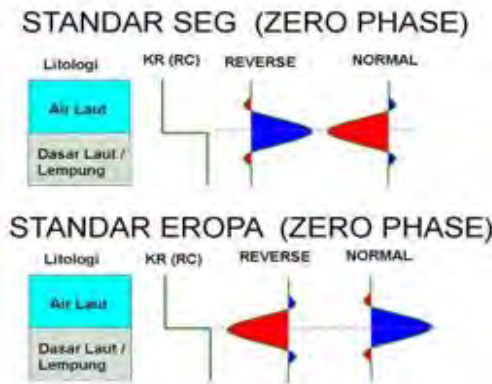


Gambar 2.12 Jenis-Jenis *Wavelet* (sumber: ensiklopediseismik.blogspot.com/)

Wavelet zerophase dipilih untuk digunakan dalam penelitian karena sifat dari wavelet ini memfokuskan energi yang dimiliki pada saat *peak zero time*.

2.10. Polaritas

Polaritas adalah penggambaran koefisien refleksi sebagai suatu bentuk gelombang yang bernilai positif atau negatif. Jika $Z_2 > Z_1$ maka akan didapatkan bentuk puncak (peak), dan akan mendapatkan palung (trough) jika $Z_2 < Z_1$. Karena terdapat ketidakpastian dari bentuk gelombang seismik yang direkam maka dilakukan pendekatan bentuk polaritas yang berbeda yaitu polaritas normal dan polaritas terbalik (reverse). Saat ini terdapat dua jenis konversi polaritas: Standar SEG (Society of Exploration Geophysicist) dan Standar Eropa dan keduanya saling berkebalikan.



Gambar 2.13 Polaritas Normal dan Polaritas Terbalik (Abdullah, 2007)

2.11. Sintetik Seismogram

Sintetik seismogram adalah data seismik buatan yang dibuat dari data sumur yaitu log kecepatan dan densitas dengan menggunakan *wavelet* dari data seismik. Dengan mengalikan kecepatan dengan densitas maka akan didapatkan deret refleksi. Koefisien refleksi ini kemudian dikonvolusikan dengan *wavelet* sehingga akan didapatkan sintetik seismogram pada daerah sumur tersebut.

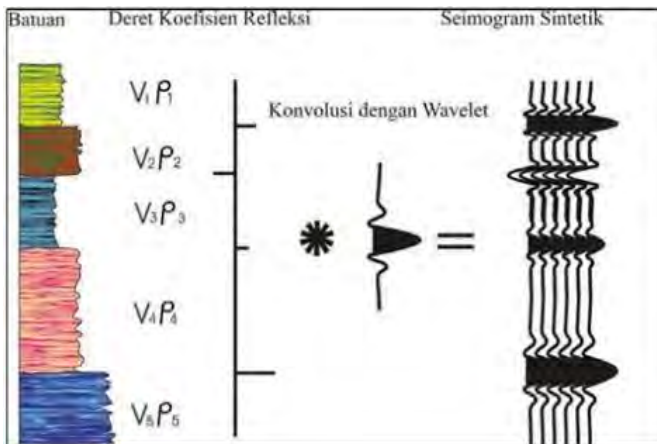
Konvolusi merupakan cara untuk mengombinasikan dua buah deret angka yang menghasilkan deret angka yang ketiga. Di dalam dunia seismik, deret deret angka tersebut adalah *wavelet* sumber gelombang, reflektivitas bumi dan rekaman seismik.

$$S(t) = W(t) * r(t) + n(t) \quad (2.3)$$

D

imana $S(t)$ merupakan trace seismik, $W(t)$ adalah wavelet hasil dari ekstraksi seismik, $r(t)$ adalah koefisien refleksi hasil perkalian p wave dengan density dari data log.

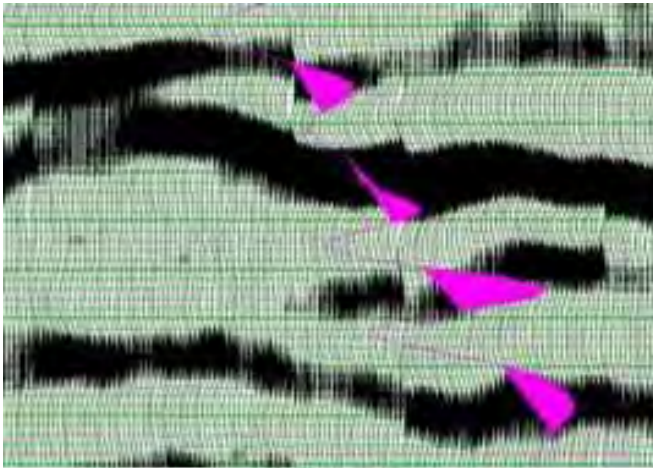
Sintetik seismogram biasanya ditampilkan dengan format yang sama dengan rekaman seismik. Korelasi sintetik dengan horizon geologi beserta kedalamannya dapat dilihat dari log geologi terkait. Sintetik juga sangat berguna untuk mendiagnosa karakter refleksi dari setiap horizon.



Gambar 2.14 Sintetik seismogram yang dihasilkan dari konvolusi RC
(sumber: <http://ensiklopediseismik.blogspot.com/>)

2.12. *Seismic Well Tie*

Seperti yang diketahui, data seismik umumnya berada dalam domain waktu (TWT) sedangkan data well berada dalam domain kedalaman (depth). Untuk melakukan horizon seismic pada posisi kedalaman yang sebenarnya maka perlu dilakukan pengikatan data sumur terhadap data seismic. Data sumur yang digunakan untuk melakukan *seismic well tie* adalah data sonic (DT), densitas (RHOB), dan checkshot.

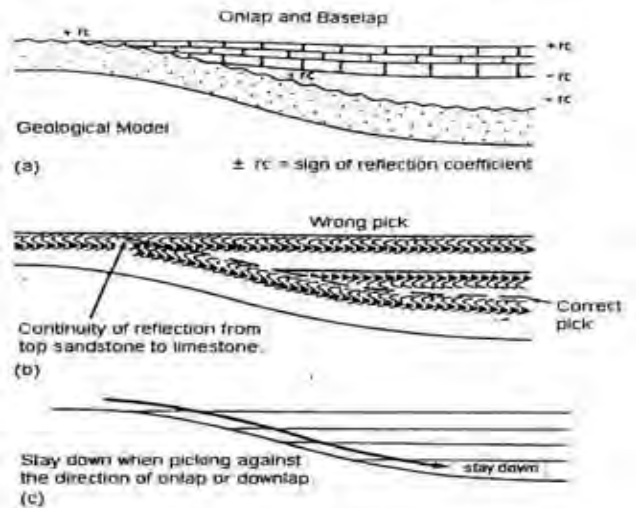


Gambar 2.15 Contoh hasil data seismik dan sumur yang sudah diikat (sumber: <http://ensiklopediseismik.blogspot.com/>)

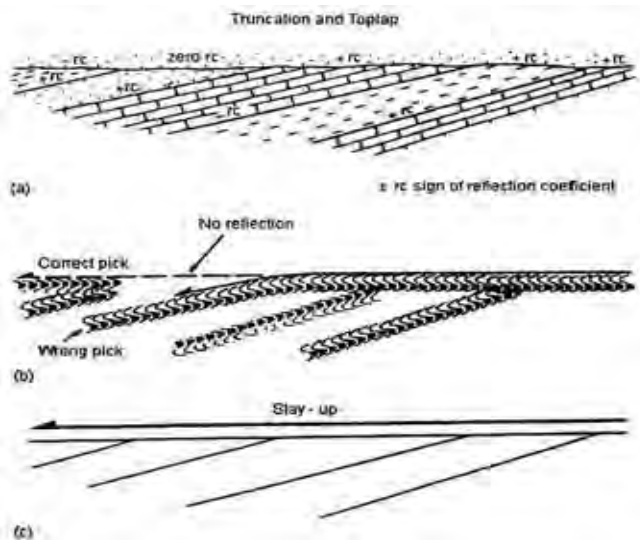
2.13. *Picking Horizon*

Pengetahuan mengenai bentuk gelombang seismik akan sangat membantu untuk picking akurat dari batas sekuen atau horizon target. Sebuah batas dengan koefisien refleksi positif paling baik dipick pada onset gelombang kompresi (puncak palung untuk polaritas normal) pada penampang fasa minimum, sedangkan untuk penampang fasa nol, picking dilakukan di tengah palung. Dalam Hal ini pengetahuan dan kondisi geologi akan sangat membantu, misalnya:

- untuk sebuah permukaan yang di onlap atau di downlap, picking horizon sebaiknya dijaga disisi bawah dari arah onlap atau downlap tersebut (Gambar 2.16).
- untuk permukaan yang tererosi atau ter-toplap, picking sebaiknya dijaga disisi atas dari arah kemiringan pemotongan erosi tersebut (Gambar 2.17).



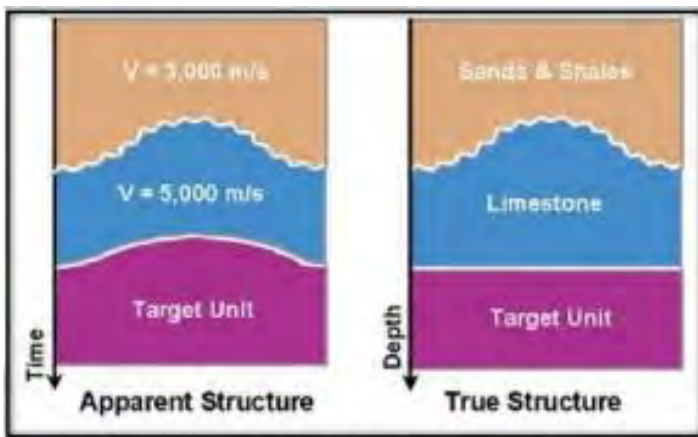
Gambar 2.16 Ilustrasi Kriteria *Picking* pada Kasus *Onlap* dan *Downlap* (Sukmono,2001)



Gambar 2.17 Ilustrasi kriteria *Picking* pada kasus *Toplap* dan pematongan (Sukmono, 2001)

2.14. Time to Depth Conversion

Interpretasi dalam domain *time* sangatlah berbeda dengan apa yang ada dalam domain *depth*. Akan terkesan lebih baik dan hasilnya dapat dipercaya jika dilakukan interpretasi dalam domain *depth* daripada di domain *time* karena, seringkali interpretasi didalam domain waktu akan menghasilkan hasil yang salah terutama pada zona yang mempunyai kecepatan tinggi seperti *sub-salt* ataupun *sub-carbonate*. Berikut ini, merupakan contoh perbedaan interpretasi dalam domain *depth* dan dalam domain *time*.

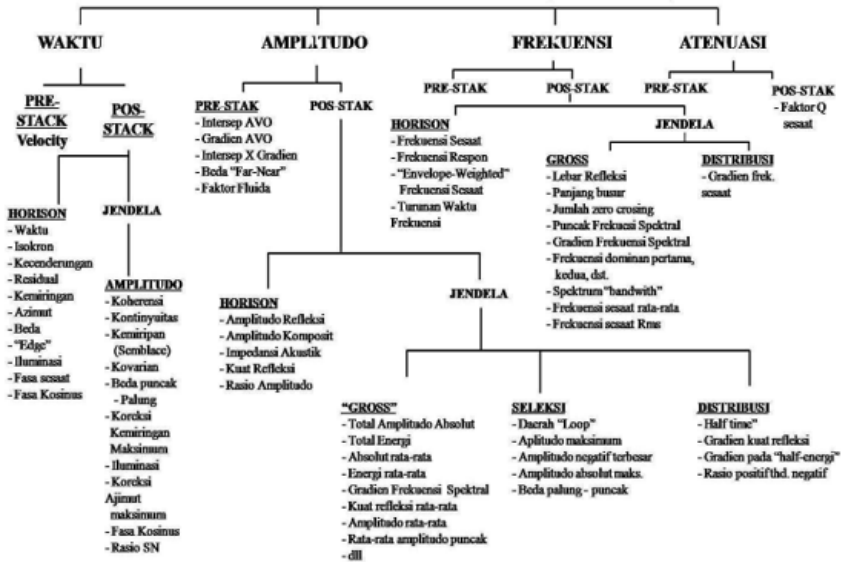


Gambar 2.18 Perbandingan interpretasi struktur pada domain *time* dan *depth*.

Dari penjelasan gambar di atas dapat dijelaskan bahwa interpretasi dalam domain *time* diperoleh *pull up velocity anomaly* atau antiklin semu padahal pada keadaan sesungguhnya daerah target memiliki struktur yang datar.

2.15. Atribut Seismik

Atribut seismik didefinisikan bermacam-macam, diantaranya Barnes (1999) mendefinisikan atribut seismik sebagai sifat kuantitatif dan deskriptif dari data seismik, sedangkan Brown (1999) mendefinisikan atribut seismik sebagai suatu informasi dasar derivatif dari data seismik. Informasi dasar yang dapat diturunkan dari data seismik adalah waktu, amplitudo, frekuensi dan atenuasi yang kemudian digunakan sebagai dasar klasifikasi atribut seismik (Gambar 2.19).



Gambar 2.19 Klasifikasi Seismik Atribut (Brown, 1999)

Secara umum, atribut turunan waktu akan cenderung memberikan informasi perihal struktur, sedangkan atribut turunan amplitudo lebih cenderung memberikan informasi perihal stratigrafi dan reservoir. Atribut-atribut yang terdapat umumnya adalah atribut hasil pengolahan post-stack yang dapat diekstrak sepanjang satu horizon atau dijumlahkan sepanjang kisaran window tertentu.

Umumnya analisis window tersebut merupakan suatu interval waktu atau kedalaman yang datar dan konstan sehingga secara praktis tampilannya berupa suatu sayatan yang tebal dan sering dikenal dengan sayatan statistika (Sukmono, 2001).

2.15.1. Atribut Amplitudo Seismik

Amplitudo adalah salah satu atribut dasar dari suatu tras seismik, awalnya ketertarikan akan amplitudo terbatas pada keberadaannya, bukan kontras nilai pada *time* seismik yang digunakan untuk analisis struktur. Sekarang ini pemrosesan data seismik bertujuan untuk mendapatkan nilai amplitudo yang asli sehingga analisis stratigrafi dapat dilakukan. Amplitudo seismik dapat juga

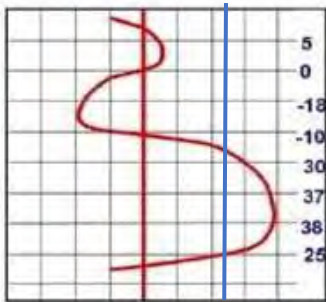
digunakan sebagai DHI (*Direct Hydrocarbon Indicator*), fasies dan pemetaan sifat reservoir.

Perubahan nilai amplitudo secara lateral dapat digunakan untuk membedakan suatu fasies dengan fasies lainnya. Lingkungan yang didominasi oleh batupasir juga memiliki nilai amplitudo yang lebih besar dibandingkan batuserpih. Sehingga kita dapat memetakan penyebaran batupasir dengan lebih mudah dengan peta amplitudo.

2.15.2. Amplitudo RMS

Salah satu sinyal seismik yang umumnya digunakan untuk mendapatkan informasi reservoir adalah amplitudo. Pendekatan interpretatif untuk mengevaluasi reservoir dari atribut amplitudo menggunakan asumsi yang sederhana, yaitu *bright spot* pada peta seismik yang didasarkan pada besar kecilnya amplitudo akan lebih tinggi bila saturasi hidrokarbon tinggi, porositas semakin besar, *pay thickness* lebih tebal (walaupun dengan beberapa komplikasi *tuning effect*).

Secara umum bahwa semakin terang *bright spot* (semakin nyata kontras amplitudo) maka semakin bagus prospeknya.



$$RMS = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N a_i^2} \quad (2.4)$$

$$RMS = \sqrt{\frac{1}{8} (5^2 + 0^2 + \dots + 25^2)}$$

$$RMS = \sqrt{\frac{1}{8} 4787}$$

$$RMS = 24.47$$

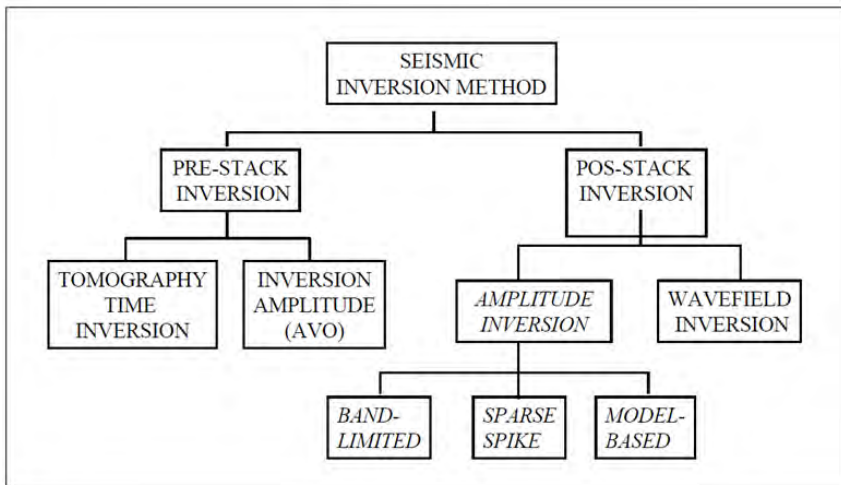
Gambar 2.20 Contoh perhitungan nilai RMS dari suatu gelombang (garis biru menunjukan nilai RMS dari satu window amplitudo)

Dalam gelombang seismik, amplitudo menggambarkan jumlah energi dalam domain waktu. Amplitudo RMS mengukur reflektifitas diantara jendela kedalaman atau waktu, ia sangat sensitif terhadap nilai amplitudo yang ekstrim karena nilai amplitudo dikuadratkan sebelum dirata-ratakan.

2.16. Inversi Seismik

Inversi adalah proses pemodelan geofisika yang dilakukan untuk memprediksi informasi sifat fisis bumi berdasarkan informasi rekaman seismik yang diperoleh. Impedansi akustik merupakan sifat batuan yang dipengaruhi oleh jenis lithologi, porositas, kedalaman, tekanan dan temperature. Dengan diketahuinya faktor-faktor tersebut menyebabkan impedansi akustik dapat digunakan sebagai indikator lithologi. Data seismik impedansi akustik dapat digolongkan sebagai data atribut seismik yang diturunkan dari amplitudo.

Hasil akhir dari inversi seismik adalah nilai impedansi. Dengan demikian dapat dikatakan bahwa inversi seismik merupakan suatu usaha untuk merubah data seismik yang semula merupakan nilai amplitudo sebagai fungsi waktu menjadi nilai impedansi akustik sebagai fungsi waktu.



Gambar 2.21 Pembagian metode inversi berdasarkan data seismik

Hal-hal yang harus dipersiapkan untuk mendapatkan data seismik impedansi akustik, yaitu:

1. Data seismik yang diproses dengan tetap menjaga keaslian amplitudonya.
2. Hasil interpretasi horizon.
3. Data log sumur, terutama data log sonik dan densitas.
4. *Wavelet*

Data seismik konvensional memandang batuan di bawah permukaan bumi sebagai batas antar lapisan batuan, sedangkan data impedansi akustik melihat batuan di bawah permukaan bumi sebagai susunan lapisan batuan itu sendiri. Dengan begitu data impedansi akustik relatif lebih realistis dalam menggambarkan lapisan di bawah permukaan bumi. Data impedansi akustik hasil inversi ini mampu memberikan gambaran yang lebih jelas mengenai penyebaran batuan baik secara vertikal maupun secara lateral.

2.16.1. Metode Inversi

Metode ini dilakukan dengan cara membandingkan data seismik sintetik yang terbuat dari proses konvolusi data koefisien refleksi dengan wavelet hasil ekstraksi seismik. Pada awalnya penerapan metode ini dimulai dengan asumsi model awal hasil picking yang dilakukan iterasi. Trace yang dihasilkan dari data sintetik akan dibandingkan dengan trace seismik asli sehingga didapatkan nilai error. Nilai error yang kecil menghasilkan solusi yang menyerupai keadaan aslinya. Dengan menggunakan data sintetik, diharapkan noise dalam seismik tidak akan mengganggu dalam proses inversi ini (Russel, 2008).

Secara matematis, model dan data pengukuran dapat dirumuskan sebagai berikut:

$$\begin{aligned} M &= (m_1, m_2, m_3, \dots, m_k)^T \\ D &= (d_1, d_2, d_3, \dots, d_k)^T \end{aligned} \quad (2.5)$$

Dengan M adalah model inversi, D adalah data pengukuran lapangan. Sedangkan hubungan antara keduanya adalah:

$$d_i = F(m_1, m_2, m_3, \dots, m_k)^T, i = 1, 2, 3, \dots, n \quad (2.6)$$

Dalam menentukan model inversi dengan menggunakan metode Based Model perlu dilakukan metode *trial and error* dengan membandingkan hasil keluaran model dengan hasil pengukuran langsung. Proses dilakukan dengan iterasi tertentu sampai mendapatkan hasil terbaik. Secara matematis F dapat dituliskan sebagai berikut:

$$F(M) = F(M_0) + \frac{\partial F(M_0)}{\partial M} \Delta M \quad (2.7)$$

dengan, M_0 adalah model dugaan awal, M adalah model bumi sebenarnya, ΔM adalah perubahan parameter model $F(M)$ adalah data pengukuran, $F(M_0)$ adalah harga perhitungan dari model dugaan dan $\frac{\partial F(M_0)}{\partial M} \Delta M$ adalah perubahan nilai perhitungan terhadap model.

Nilai perbedaan dari model dengan data pengukuran dapat dituliskan:

$$\Delta F = F(M) - F(M_0) \quad (2.8)$$

Jika diubah kedalam matriks A, maka:

$$\Delta F = A \Delta M \quad (2.9)$$

A adalah matriks derivatif dengan jumlah baris n dan kolom k. yang dapat diselesaikan dengan cara:

$$\Delta M = A^{-1} \Delta F \quad (2.10)$$

Jumlah data pengukuran biasanya lebih banyak daripada parameter model atau yang biasa disebut inversi *overdetermined* (Sukmono,2000). Untuk mengatasi masalah ini digunakan metode *least square* sebagai berikut:

$$\Delta M = (A^T A)^{-1} A^T \Delta F \quad (2.11)$$

HALAMAN INI SENGAJA DIKOSONGKAN

BAB III

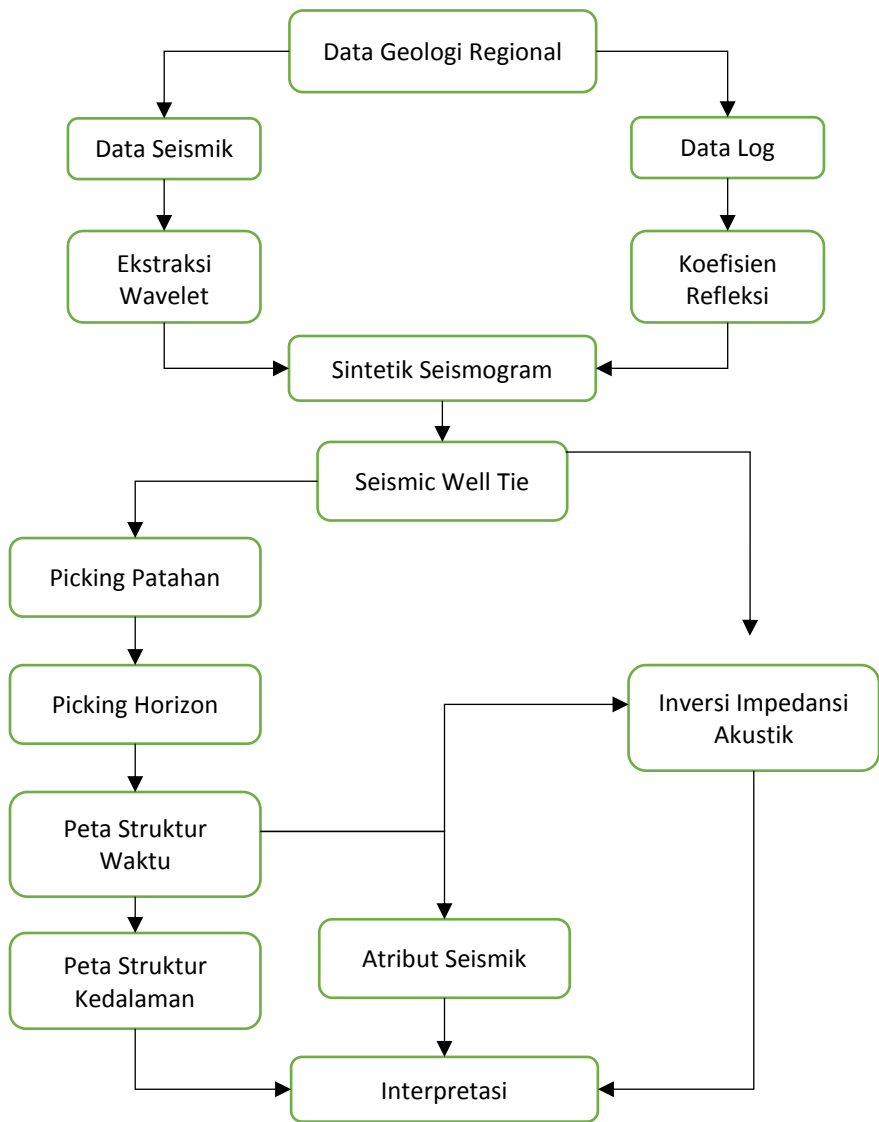
METODOLOGI PENELITIAN

3.1. Metode Penelitian

Metode yang dipergunakan dalam penelitian ini merupakan metode gabungan, yang menyatukan antara studi pustaka yang penulis lakukan dengan data-data yang diperoleh dari lokasi penelitian. Beberapa tahap yang dilakukan dalam penelitian ini, antara lain:

1. Persiapan Penelitian
Hal pertama yang dilakukan adalah mengidentifikasi masalah yang ada, kemudian menetapkan tujuan yang ingin dicapai oleh peneliti.
2. Studi Pustaka
Digunakan untuk memberi acuan bagi penyelesaian permasalahan yang ada.
3. Survei Lapangan
Pelaksanaan survei lapangan dimaksudkan untuk mengetahui kondisi real dari perusahaan pada saat ini, terutama yang berkaitan dengan objek yang akan diteliti. Bidang – bidang yang menjadi pengamatan atau observasi dalam kegiatan ini adalah:
 - Sistem operasi proyek dan teknologi yang digunakan
 - Fasilitas yang ada di perusahaan.
4. Pengolahan dan Analisis Data
Data yang terkumpul kemudian dianalisis dengan menggunakan berbagai metode dan model, antara lain:
 - Laporan perusahaan tentang perencanaan dan penjadwalan proyek yang sedang ataupun akan berlangsung.
 - Buku – buku yang berkaitan dengan sistem perekrutan, training dan promosi karir.
5. Kesimpulan dan Saran
Setelah dilakukan analisis terhadap data yang diperoleh, maka dapat ditarik kesimpulan dari penelitian yang sudah dilakukan.

3.2.Flowchart Penelitian



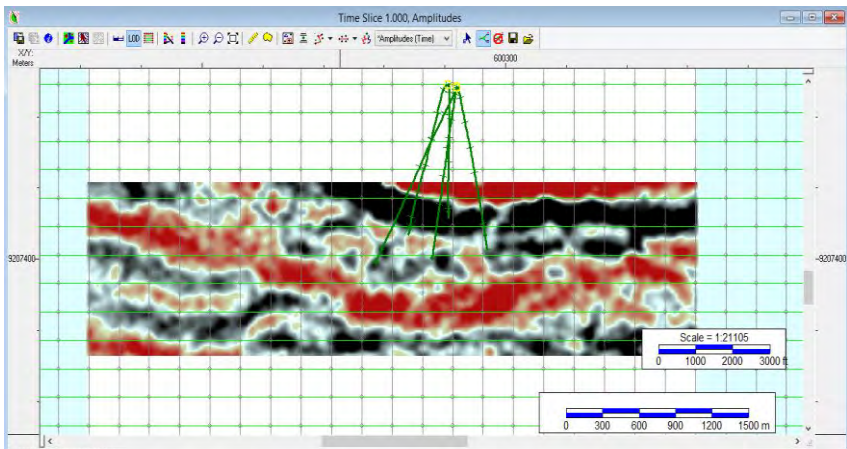
BAB IV PENGOLAHAN DATA DAN PEMBAHASAN

4.1. Persiapan Data

Semua data yang diperlukan dalam penelitian ini diperoleh dari perusahaan Joint Operation Body – Pertamina Petrochina East Java (JOB PPEJ) di kantor pusat Jakarta. Tahapan pertama dalam pengolahan data adalah memasukkan semua data yang dibutuhkan dalam penelitian ke dalam *software* yang digunakan dengan format satuan yang konsisten pada seluruh data yang akan diolah untuk menghindari kesalahan hasil. Data yang digunakan dalam penelitian ini adalah data seismik dan data sumur. Untuk data log, data tersebut meliputi kurva log, koordinat dari masing-masing log yang sesuai dengan data seismik termasuk parameter *Kelly Bushing*.

4.2. Data Seismik

Data seismik yang digunakan adalah data seismic 3D *Post Stack Time migration (Seismic Cube)* yang terdiri dari inline 1249 – 1451 dan crossline 5306 – 5245 dan panjang rekaman 1 – 3000 ms.



Gambar 4.1 Base Map Seismik Area Penelitian

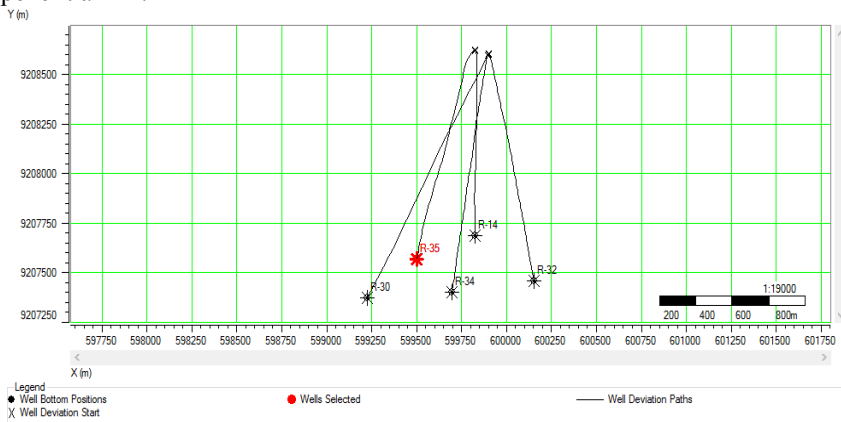
4.3.Data Sumur

Total data sumur yang didapatkan ada 5 data yang akan digunakan dalam daerah penelitian. Sumur-sumur tersebut memiliki data log Gamma Ray, SP, Densitas, Resistivitas, sebagian Sonic, dll. Data log akan digunakan untuk proses penentuan lokasi reservoir dengan indicator lithologi dan fluida. Semua sumur di daerah adalah *deviated well*.

Tabel 4.1 Informasi Data Sumur

Nama Sumur	GR	Density	Sonic	Neutron	Porositas	Checkshot
R - 14	√	√	√	√	√	√
R - 30	√	√	√	x	x	x
R - 32	√	√	√	√	√	√
R - 34	√	√	√	x	x	x
R - 35	√	√	√	√	√	√

Berikut ini adalah base map dari lokasi sumur yang digunakan pada penelitian ini:



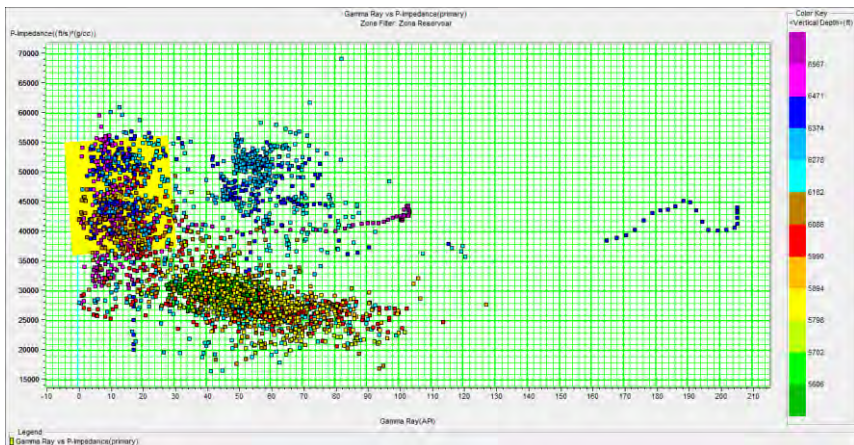
Gambar 4.2 Base Map Lokasi Sumur area penelitian

4.4. Data Checkshot

Data checkshot digunakan untuk mendapatkan hubungan waktu dengan kedalaman. Karena data sumur sudah dalam domain kedalaman, sedangkan data seismic masih dalam domain waktu. Oleh karena itu data checkshot ini digunakan untuk mengikat data seismic ke data sumur yang memiliki tingkat kepercayaan lebih tinggi (*Well Seismic Tie*).

4.5. Analisa Data Log

Dilakukannya analisa data log ini berguna untuk menentukan marker top dan base reservoir di tiap masing masing sumur. Penentuan lokasi reservoir ini dapat dibantu oleh data log Gamma Ray, log Porositas, Density. Formasi yang menjadi reservoir di lokasi penelitian adalah Formasi Tuban Karbonat yang merupakan formasi batuan karbonat.



Gambar 4.3 Crossplot Gamma Ray dengan P impedance

Dari hasil pengamatan crossplot log, reservoir karbonat ini yang direpresentasikan oleh gamma ray yang rendah tetapi bernilai impedansi tinggi (karena reservoir karbonat). Rata-rata kedalaman reservoir mulai pada kedalaman 6250 feet TVDSS. Korelasi log ini sangat berguna sebagai informasi dasar yang dibutuhkan untuk penentuan parameter proses selanjutnya pada tahap well tie to seismic dan analisa window atribut seismik.

4.6. Analisa Tuning Thickness

Analisa tuning thickness merupakan analisa yang dapat digunakan untuk mengetahui lapisan minimal yang dapat dibedakan oleh gelombang seismik. Hal ini sangat penting sebagai dasar penentuan parameter dalam proses selanjutnya yaitu picking horizon dan analisa window pada ekstraksi atribut. Jika lapisan memiliki ketebalan dibawah ketebalan lapisan tuning maka akan terjadi penumpukan amplitudo gelombang. Jika tidak terdeteksi dapat mengakibatkan kesalahan interpretasi (pitfall).

Berdasarkan data *depth-time table velocity* dan data log sonik (V_p), dapat diketahui kecepatan rata-rata perambatan gelombang pada zona target. Besarnya resolusi seismik adalah $\frac{1}{4} \lambda$, dimana $\lambda = v/f$. Berikut adalah nilai dari perhitungan tuning thickness:

Tabel 4.2 Analisa Tuning Thickness

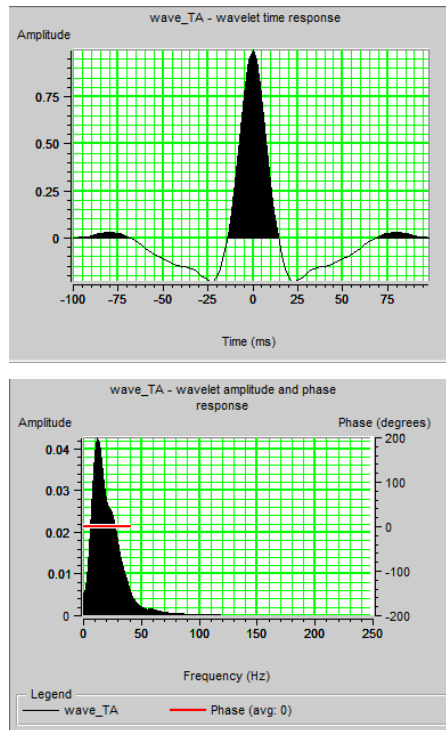
Reef			Shale	
f	13.7	Hz	15.2	Hz
V	12413.23	ft/s	12273.47	ft/s
λ	906.075	ft	807.4651	ft
$\lambda/4$	226.5188	ft	201.8663	ft
	69.04	meter	61.52	meter

Dari perhitungan nilai *tuning thickness* diatas, untuk lapisan *shale* (seal) dan *reef* (reservoir) memiliki nilai berkisar 61-69 meter yang berarti lapisan diatas masih mampu dibedakan oleh gelombang seismik.

4.7. Ekstraksi Wavelet

Pada tahapan ini, kita akan melakukan ekstaksi wavelet dari data seismik dan ekstaksi nilai koefisien refleksi dari data sumur yang digunakan untuk membuat sintetik seismogram. Perlu diperhatikan juga bahwa pada data seismic ini menggunakan *zero phase*. Pada saat kita melakukan ekstaksi wavelet, perlu dibatasi *time window* hanya pada sekitar daerah reservoir karena data log yang ada hanya pada daerah sekitar reservoir juga (1,6-1,8 ms).

Ekstraksi *wavelet* pada penelitian ini menggunakan *Statistical Wavelet Extraction* dengan nilai parameter *wavelet length 200ms*, *Taper length 25 ms* dan *zero phase*.

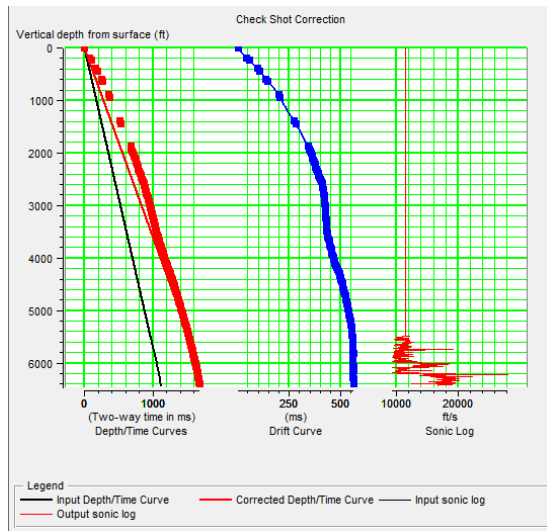


Gambar 4.4 Bentuk Wavelet (atas) dan Spektrum frekuensi (bawah)

4.8. Pembuatan Koefisien Refleksi

Koefisien refleksi dapat dipengaruhi oleh perubahan impedansi akustik(AI) dengan persamaan $(AI_2 - AI_1) / (AI_1 + AI_2)$ yang menggambarkan nilai suatu bidang batas antar dua lapisan. Impedansi akustik di dapatkan dengan cara mengalikan kecepatan dengan densitas. Oleh karena itu untuk membuat koefisien refleksi dibutuhkan log sonic dan log densitas.

Koefisien reflektifitas dihitung dari log sonic dan log densitas. Faktor yang paling penting yang menentukan akurasi profil inversi impedansi adalah fase kecocokan antara seismogram sintetik yang dihasilkan oleh proses di atas dan seismik trace di sekitar lokasi sumur. Kemudian proses selanjutnya adalah menyamakan posisi dari sintetik seismogram dengan data seismik. Untuk melakukan pengikatan, dibutuhkan data *checkshot* sebagai koreksi pada pembuatan sintetik seismogram yang kemudian digunakan untuk *seismic well tie*.



Gambar 4.5 Koreksi *checkshot* pada data sonik

4.9. Shifting

Setelah sintetik seismogram sudah dibuat, maka proses berikutnya adalah menyamakan hasil sintetik seismogram dengan seismogram seismic. Hasil marker batas atas reservoir digunakan sebagai acuan untuk melakukan well-seismic tie ini. Prosesnya dengan shifting, stretching, dan squeezing.

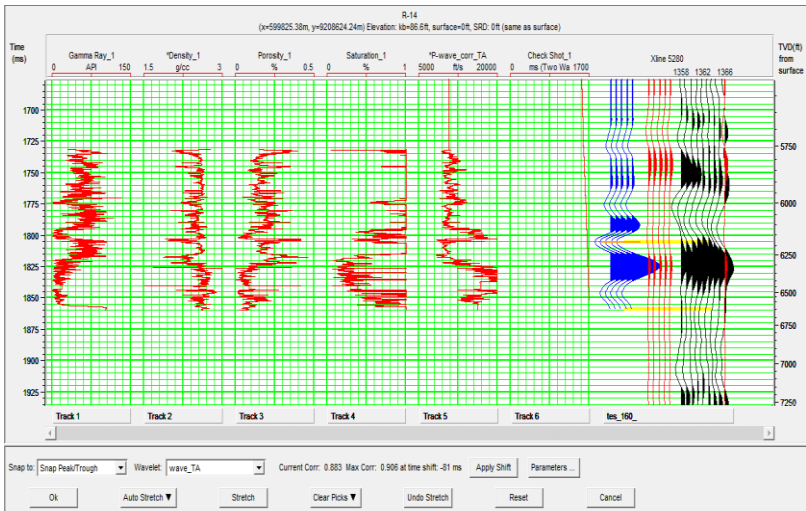
Shifting merupakan proses memindahkan seluruh komponen seismogram ke tempat yang diinginkan. Proses ini dilakukan dikarenakan adanya perbedaan datum antara data seismik dan data sumur berbeda. Oleh karena itu harus dilakukan shifting.

4.10. Seismic Well Tie

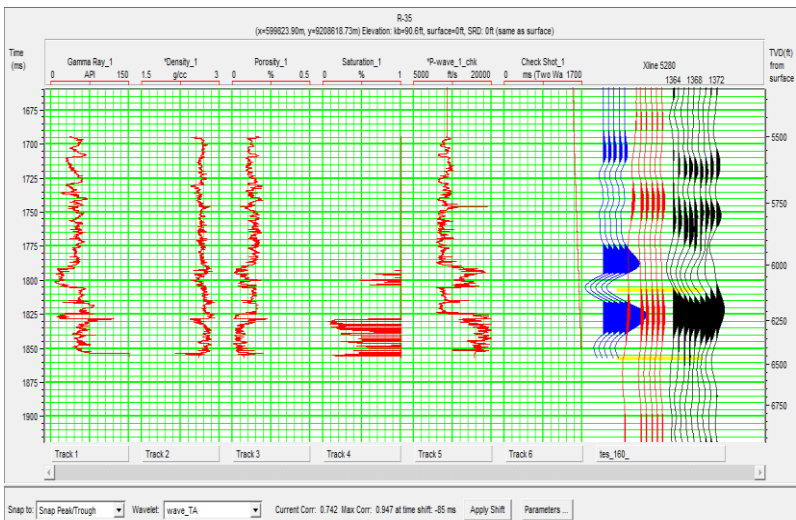
Seismic Well Tie adalah proses pengikatan data seismik dengan data sumur yang bertujuan untuk menyamakan domain seismic yang dalam bentuk time ke dalam domain kedalaman dari data sumur. Tujuan akhir dari proses pengikatan ini adalah untuk mengetahui posisi atau horizon reservoir Tuban karbonat pada data seismik. Hal ini sangat penting untuk proses interpretasi selanjutnya.

Setelah semua data terpenuhi untuk melakukan pengikatan, korelasi data ini dapat menggunakan proses *stretch* untuk meningkatkan korelasi waktu dan kedalaman dengan nilai korelasi yang semakin besar. Proses ini harus dilakukan

secara hati hati karena apabila terdapat perbedaan kedalaman maka berpengaruh kepada lokasi formation top dan juga berpengaruh pada proses inversi kedepan.



Gambar 4.6 Seismic Well Tie pada data log R – 14 dengan korelasi 0,742

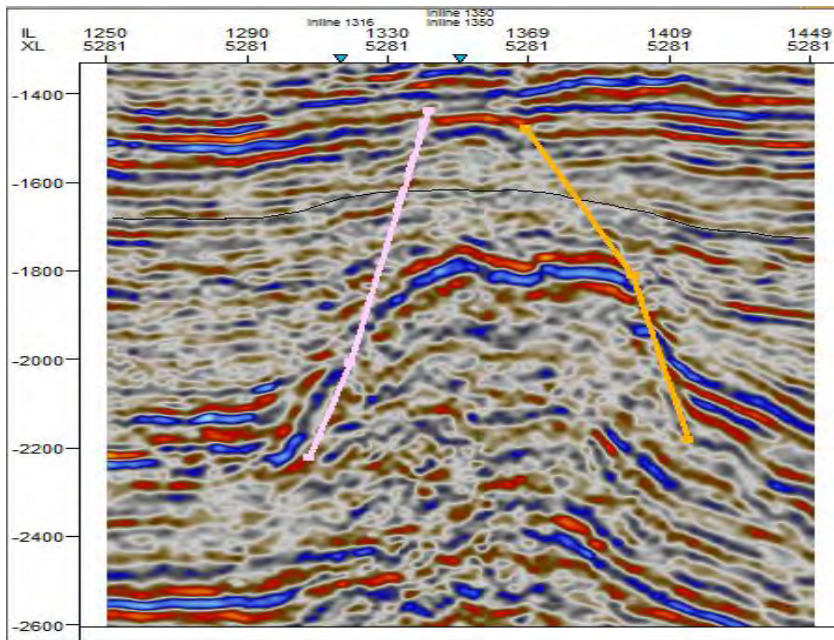


Gambar 4.7 Seismic Well Tie pada data log R – 35 dengan korelasi 0,883

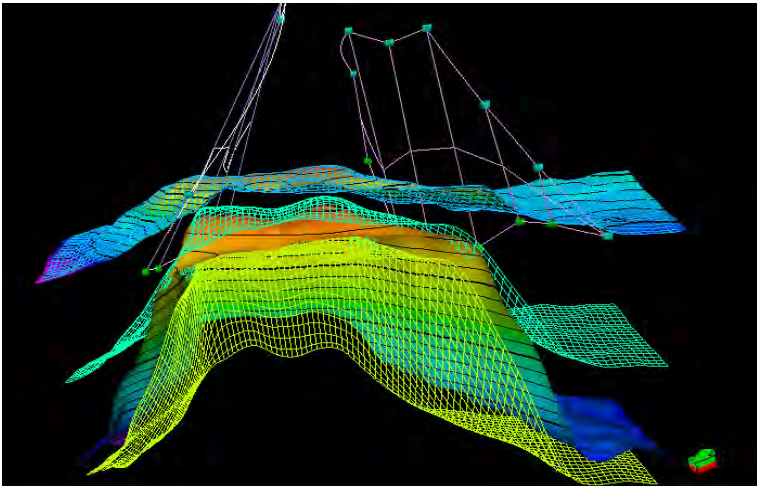
4.11. Picking Patahan

Picking patahan ini dilakukan pada daerah yang terlihat pergeseran amplitude secara menerus. Patahan pada data seismic ditunjukkan oleh adanya ketidakmenerusan event seismic, difraksi, dan lainnya. Sebelum menarik kesimpulan bahwa data terdapat patahan/sesar, kita harus mempelajari kondisi geologi daerah penelitian. Picking patahan atau sesar ini dilakukan agar tidak terjadi kesaahan pada saat picking horizon nanti.

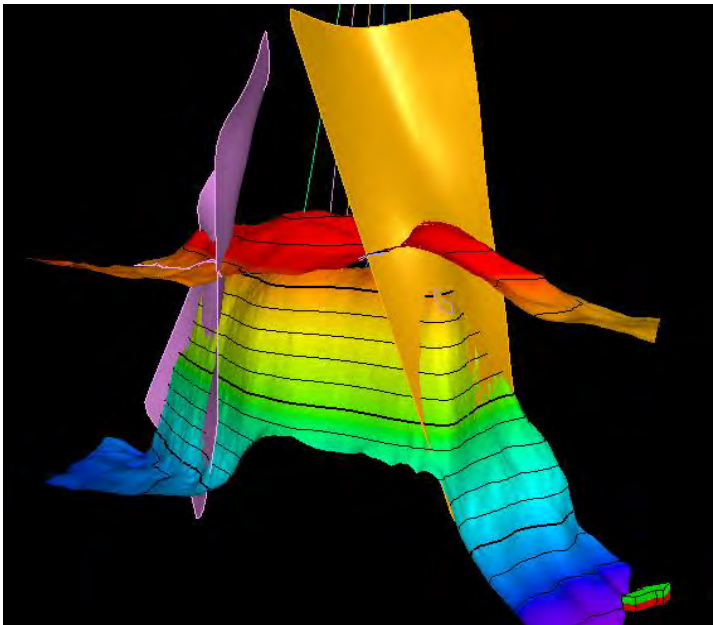
Untuk memudahkan dalam menganalisa keberadaan patahan pada data seismic, digunakan aplikasi seismic atribut variance yang memperlihatkan ketidakmenerusan pada data seismic semakin jelas dibandingkan dengan data seismic amplitude.



Gambar 4.8 Patahan dilihat dari seismic amplitude



Gambar 4.9 Pemodelan patahan yang telah di picking



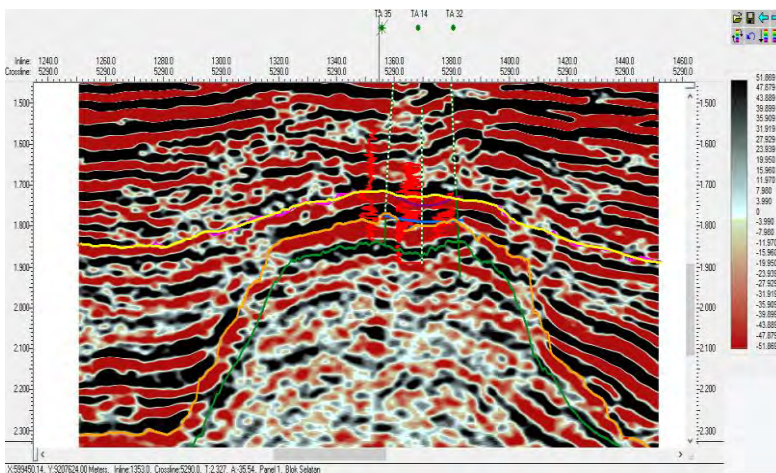
Gambar 4.10 Model patahan yang telah dilakukan gridding

4.12. Picking Horizon

Pembuatan horizon ini dilakukan pada top reservoir reef dan juga pada top formasi Tuban yang telah dilakukan analisa log dan *seismic well tie*. *Picking horizon* ini harus disertai kontrol dari masing masing *inline* dan *crossline* yang dimiliki data seismic, perlu diperhatikan pula data top dari seluruh well harus berkorelasi baik dengan data seismik.

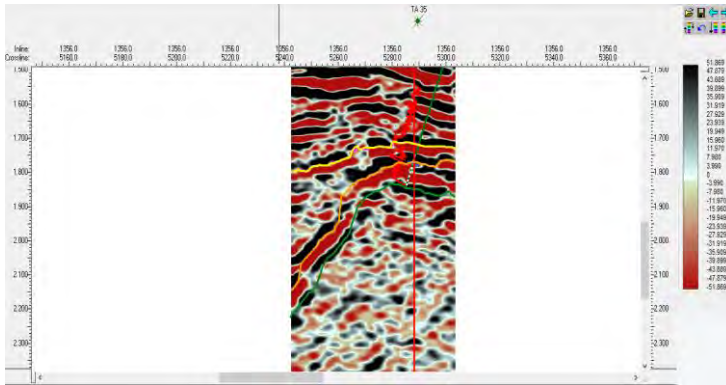
Horizon yang telah dipicking pada lintasan awal menjadi acuan untuk penarikan horizon pada lintasan yang berpotongan. Misalnya pada tahap awal picking pada lintasan *inline*, maka lintasan yang memotongnya secara *crossline* mengikuti hasil picking yang awal. Kemenerusan horizon yang sama, pada lintasan *inline* dan *crossline* akan mengindikasikan hasil penarikan horizon yang konsisten.

Tahapan ini bertujuan untuk menelusuri daerah yang akan diinterpretasi. Top lapisan yang akan diinterpretasi adalah Top Tuban, Top Tuban Reef dan Bottom reef. Horizon hasil picking akan digunakan untuk interpolasi dan ekstrapolasi pada proses inversi.



Gambar 4.11 Picking Horizon pada crossline dengan kontrol data log

Pada kasus horizon Top Tuban *reef* terlihat jelas bentukan khas dari stratigrafi daerah karbonat yang memudahkan peneliti untuk menarik horizon karbonat. Sedangkan untuk Top Tuban sendiri memiliki peralapisan yang cukup datar yang tersusun dari shale yang tersisipi oleh karbonat.

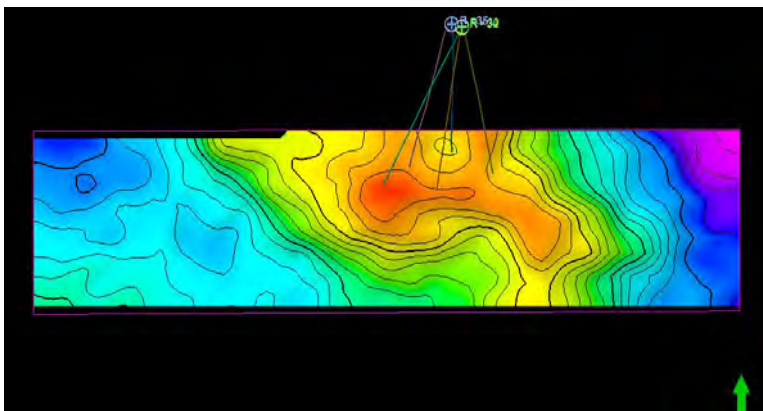


Gambar 4.12 Picking Horizon pada inline dengan kontrol data log

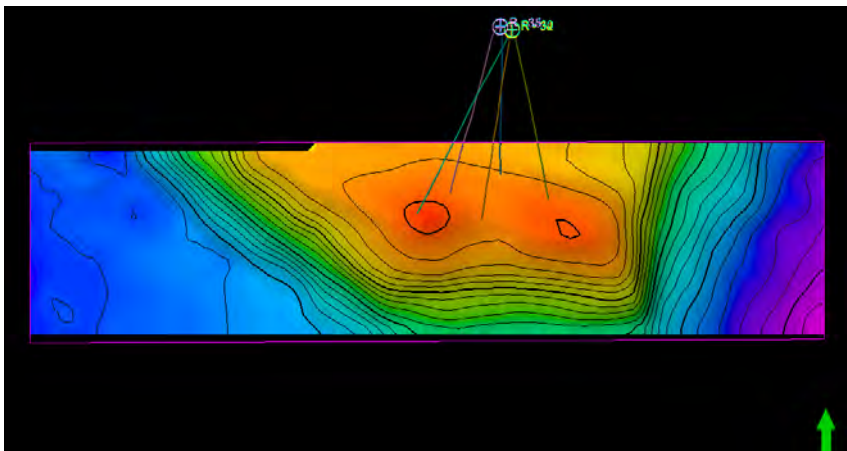
4.13. Time Structure Map

Setelah dilakukan proses *picking horizon* dan *picking fault* maka struktur geologi dari top lapisan akan tervisualisasi kedalam bentuk peta *time structure map*. Visualisasi dari struktur utama pada penelitian ini adalah 3 horizon dan 1 patahan.

Pada skala warna peta struktur waktu, warna merah menunjukkan daerah dengan waktu yang rendah. Oleh karena itu, warna merah menunjukkan daerah tinggian. Daerah tinggian ini merupakan antiklin yaitu lipatan dimana bagian cembungannya mengarah ke atas. Dan sebaliknya warna biru menunjukkan daerah rendahan yaitu sinklin, sinklin adalah lipatan dimana bagian cekungannya mengarah ke bawah.

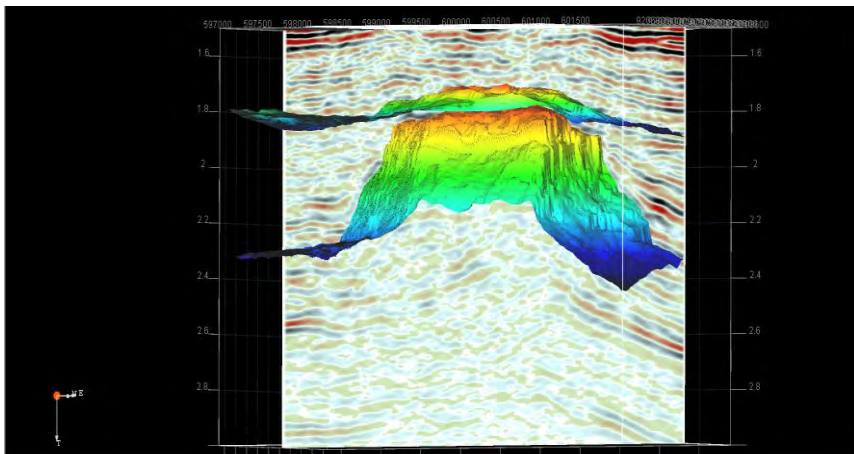


Gambar 4.13 Time Structure Map Top Tuban

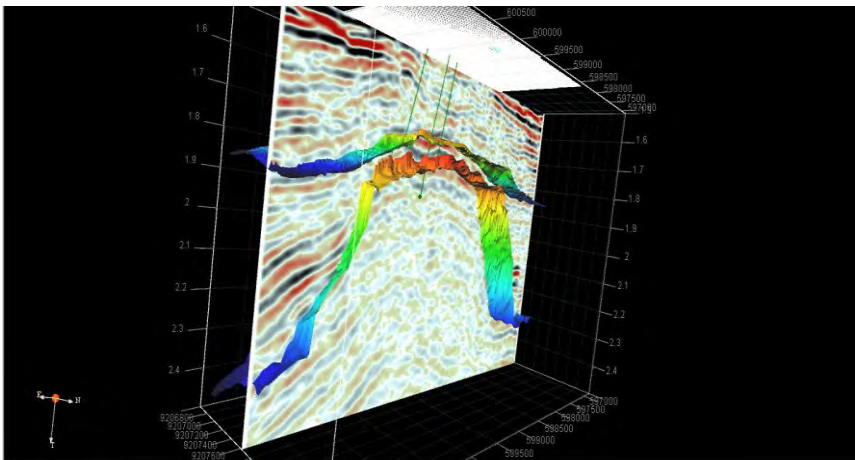


Gambar 4.14 *Time Structure Map Top Tuban Karbonat*

Adapun *time structure map* tersebut ditampilkan dalam bentuk 3D akan seperti pada gambar di bawah ini:



Gambar 4.15 *Time Structure Map* dari *Top Tuban* (atas) dan *Top Tuban Karbonat* (bawah) dalam 3D dilihat dari sisi selatan



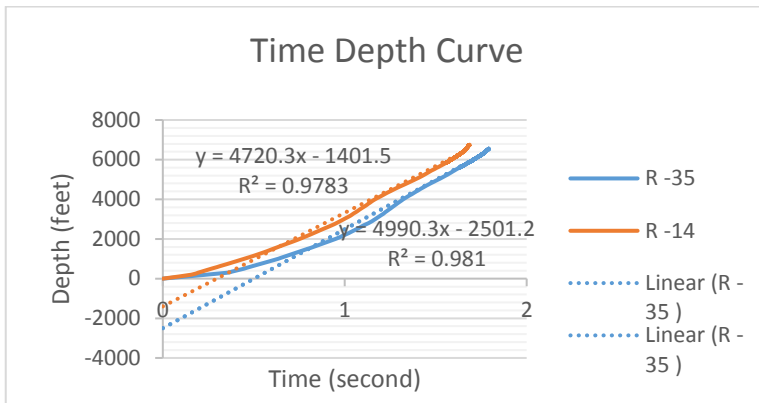
Gambar 4.16 *Time Structure Map* dari *Top Tuban* (atas) dan *Top Tuban Karbonat* (bawah) dalam 3D dilihat dari sisi utara

4.14. *Depth Structure Map*

Tujuan dilakukannya *time to depth conversion* ini adalah untuk menginterpretasi struktur asli dari masing masing top di dalam domain kedalaman. Karena struktur dari horizon akan berbeda pada domain waktu dan pada saat di dalam domain kedalaman yang disebabkan oleh efek refleksi dari gelombang seismik

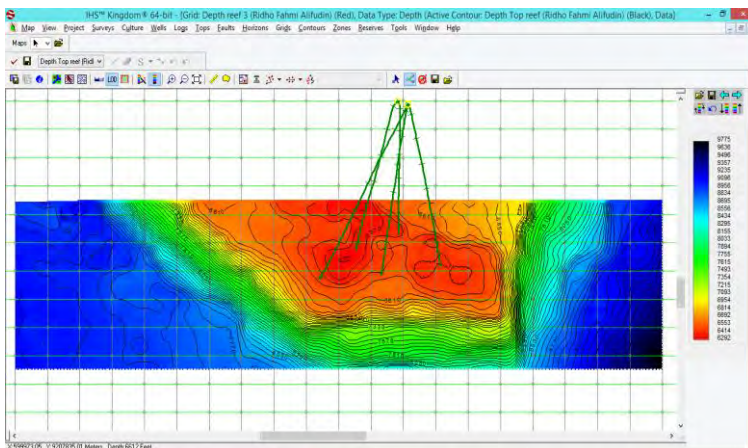
Untuk mengonversi *time structure map* sehingga mendapatkan *depth structure map* dapat menggunakan aplikasi *time depth chart* yang diperoleh dari hasil *seismic well tie* pada tahap sebelumnya. Dari data tersebut kita akan mendapatkan trenline dari hubungan waktu dan kedalaman dalam bentuk persamaan linier. Peta struktur waktu yang terdiri dari *grid* waktu akan dapat dikoversi kedalam domain kedalaman setelah diterapkan trenline *time depth curve*.

Dapat diasumsikan bahwa nilai *gradient* dari regresi linier pada *scatter plot* antara kedalaman dengan *one-way time* dapat digunakan sebagai nilai kecepatan pada setiap zona. Tampilan gambar berikut akan menunjukkan hasil dari *scatter plot* pada *software excel*.



Grafik 4.1 Hubungan antara waktu dan kedalaman dari masing masing sumur

Dari hasil kalkulasi trenline *time depth curve* pada data *time structure map*, maka akan didapatkan hasil *depth structure map* dari masing masing horizon seperti pada gambar di bawah ini:



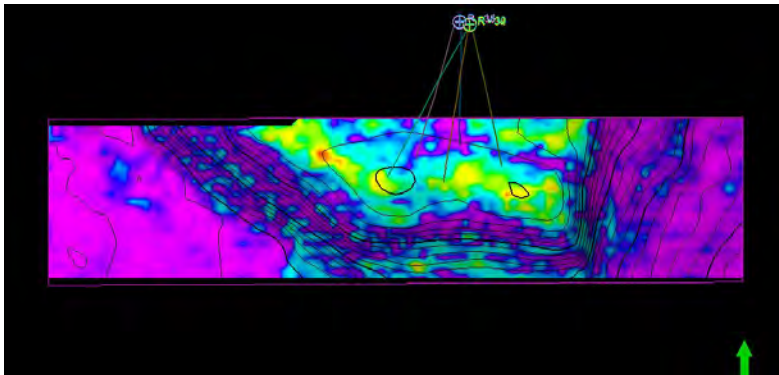
Gambar 4.17 *Depth Structure Map* dari Top Tuban Karbonat

4.15. Atribut RMS (*Root Mean Square*)

Analisa interpretatif untuk mengevaluasi reservoir dengan menggunakan atribut amplitud rms menggunakan asumsi besar kecilnya nilai amplitud yang

sering disebut *brightspot*. Apabila semakin terang bright spot (semakin nyata kontras amplitudo) semakin bagus prospek hidrokarbon dalam wilayah tersebut karena semakin tinggi *brightspot* mengindikasikan tingginya saturasi hidrokarbon, porositas yang besar dan densitas yang kecil.

Dalam penelitian ini, horizon yang akan diterapkan atribut RMS adalah horizon tuban karbonat yang merupakan reservoir dari zona interest. Warna hijau menunjukkan nilai kontras amplitudo yang besar sedangkan warna biru menunjukkan nilai amplitudo yang rendah gambar 4.17.



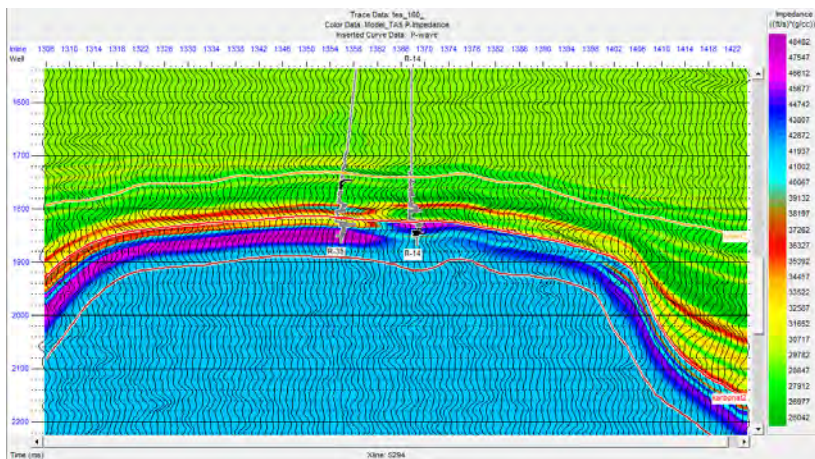
Gambar 4.18 Penerapan Atribut RMS pada Top Tuban Karbonat

4.16. Inversi Impedansi Akustik *Based Model*

Proses inversi dilakukan pada karbonat reservoir Tuban. Data sumur kontrol dalam melakukan inversi adalah data sumur yang menembus seluruh formasi karbonat Tuban, yaitu sumur R-14 dan sumur R-35. Sumur R – 32 tidak masuk dalam model karena nilai impedansi dari well kurang baik. Tujuan utama dari inversi adalah untuk melihat distribusi lateral dari nilai impedansi akustik berasal dari sumur.

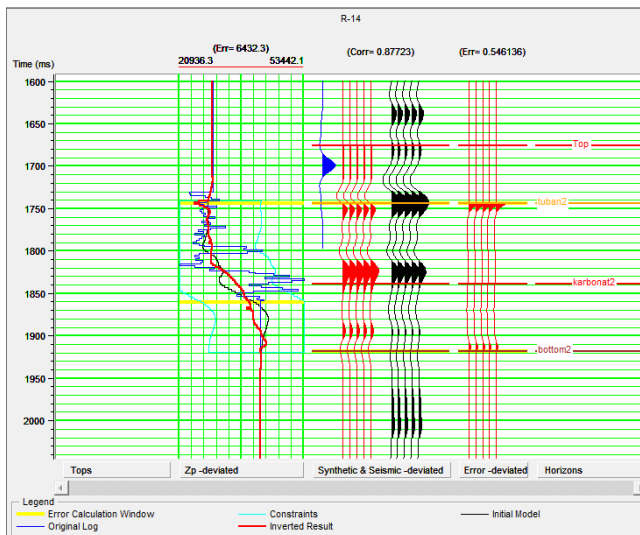
Metode inversi yang digunakan adalah inversi *Based Model*. Metode ini dipilih karena metode ini menghasilkan inversi yang konsisten terhadap data seismik. Dalam proses inversi impedansi akustik dimulai dengan membuat model awal yang didapatkan dari hasil picking horizon dari masing masing top lapisan.

Model awal yang digunakan adalah data dari properti sumur (Impedansi Akustik, AI) yang sudah terikat dengan data seismik yang dikontrol oleh hasil interpretasi horizon *top* dan *bottom* reservoir maupun horizon internal karakter dari reservoir dengan konsep model geologi yang diinterpretasikan sebelumnya. Hasil pembuatan model P-impedance dari data sumur dapat dilihat pada Gambar 4.19.

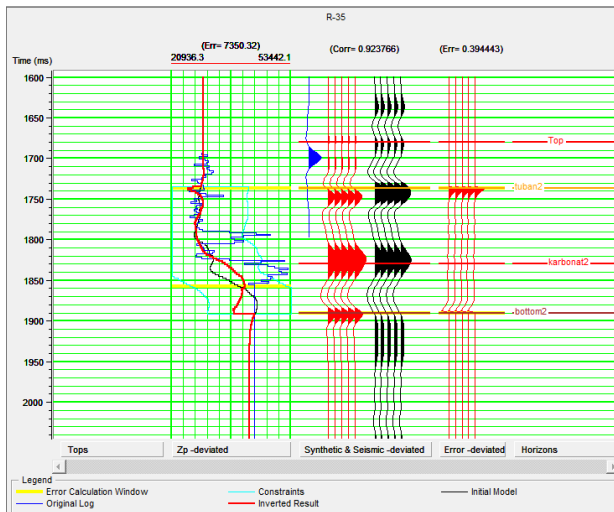


Gambar 4.19 Model Impedansi Akustik hasil interpolasi data AI ke data seismik dengan batasan data horizon

Model awal memiliki nilai impedansi yang tinggi di bagian bawah horizon top karbonat dengan nilai 40000 – 45000 ((ft/s)*(g/cc)). Sedangkan area diatasnya memiliki nilai impedansi lebih rendah.



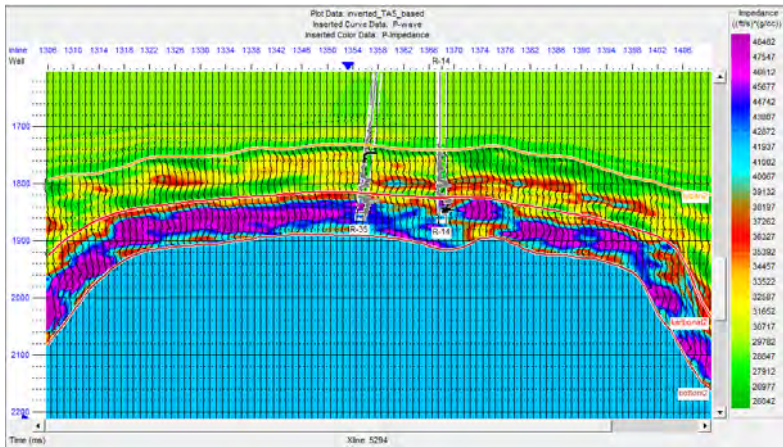
Gambar 4.20 Analisis parameter proses inversi yang dilakukan memiliki korelasi 0,877 pada sumur R-14



Gambar 4.20 Analisis parameter proses inversi yang dilakukan memiliki korelasi 0,923 pada sumur R-35

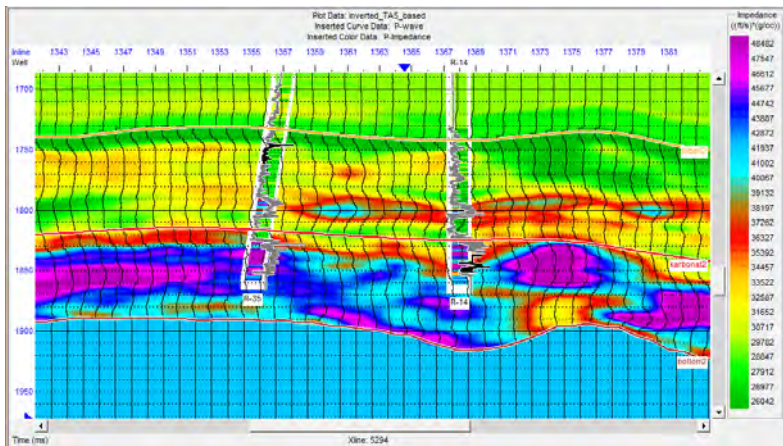
Parameter yang digunakan dalam aplikasi inversi seismik Based Model ini antara lain sebagai berikut: *hard constraint upper*= 50%, *hard constraint lower* 50%, *average block size* = 2 ms, *prewhitening* = 1%, *number of iteration* = 10, *processing sampling rate* = 2 ms dan *inversion style* = *single trace inversion*.

Setelah parameter inversi ditentukan dan mendapatkan hasil error semimum mungkin, kemudian dilakukan proses inversi pada seismik 3D pada formasi yang telah dibatas horizon. Hasil inversi yang pada lintasan yang memotong sumur R-35 dan R-14 menunjukkan hasil yang cukup baik.

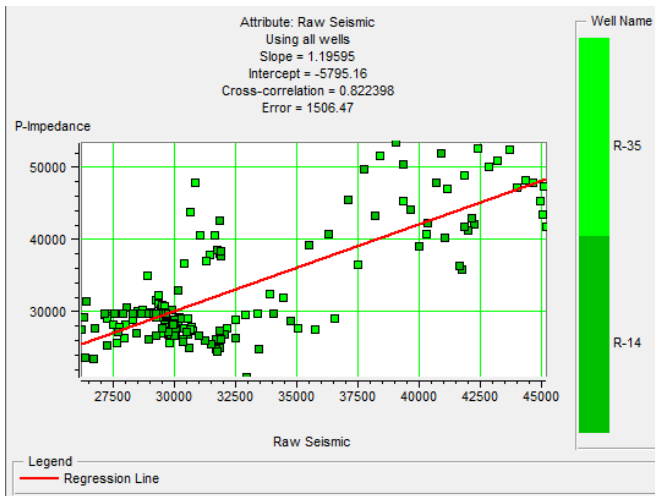


Gambar 4.21 Hasil Inversi impedansi akustik pada lintasan xline 5294 yang melalui sumur R-14 dan R-35

Hasil inversi diatas menunjukkan pada top karbonat memiliki rentang nilai impedansi antara 35000-48000 ((ft/s)*(g/cc)). Selain didominasi oleh impedansi tinggi, ada beberapa zona yang memiliki impedansi rendah (anomali impedansi) yang memiliki warna impedansi kuning - merah. Artinya lapisan batuan karbonat tersebut memiliki karakter porositas rendah ataupun terdapatnya hidrokarbon. Untuk lebih jelasnya dapat dilihat pada gambar 4.22.



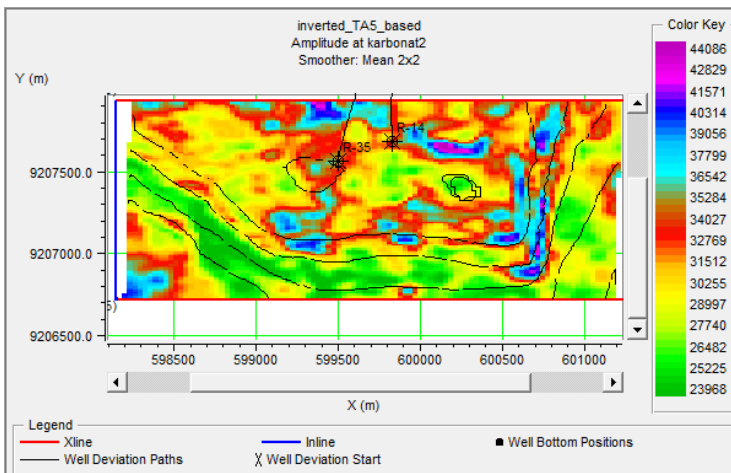
Gambar 4.22 Kontrol data log pada hasil inversi pada lintasan xline 5294 yang melalui sumur R-14 dan R-35 terlihat adanya zona impedansi rendah diantara zona impedansi tinggi



Gambar 4. 23 Crossplot antara Log Impedansi dengan nilai AI hasil inversi.

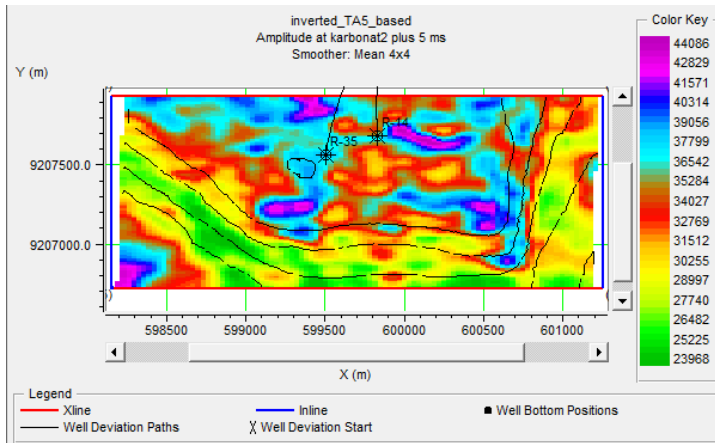
Nilai korelasi dari log impedansi dengan impedansi akustik hasil inversi dari kedua sumur menunjukkan *cross correlation* yang cukup bagus yakni 0.882 dengan nilai error impedansi sebesar 1506,47.

Berikut merupakan nilai impedansi akustik hasil inversi yang di *overlay* dengan *time structure map* dari formasi karbonat:

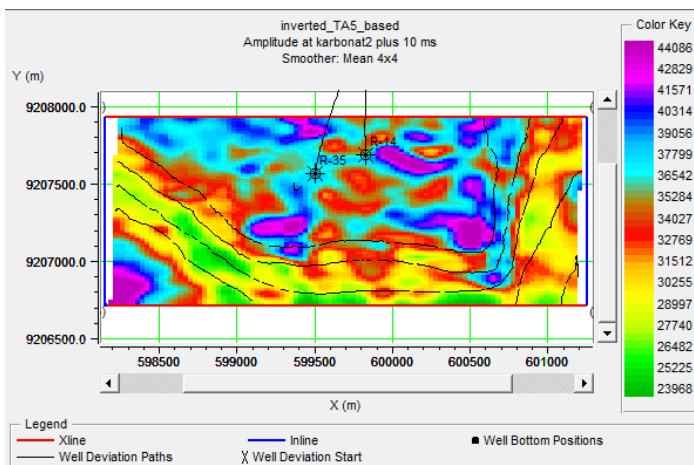


Gambar 4. 24 Persebaran Impedansi Akustik pada Top Karbonat

Dari persebaran impedansi akustik hasil inversi pada top karbonat, zona yang memiliki nilai impedansi akustik tinggi memiliki luasan yang kecil karena masih ada kontak dengan lapisan shale di atasnya. Untuk itu dilakukan analisa interpolasi waktu pada *time structure map* karbonat mulai dari penambahan +5 ms dan +10 ms agar dapat dilihat persebaran impedansi akustik secara vertikal.



Gambar 4.25. Persebaran Impedansi Akustik pada Top Karbonat + 5ms



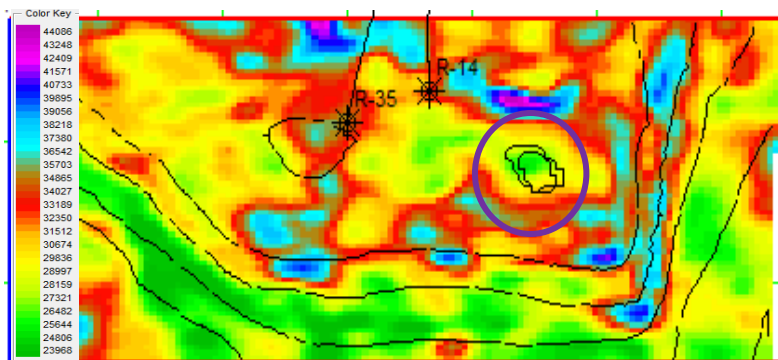
Gambar 4. 26 Persebaran Impedansi Akustik pada Top Karbonat + 10ms

4.17. Analisa dan Pembahasan

Hasil dari metode – metode yang digunakan dalam penelitian ini berguna untuk mengetahui lokasi prospek penentuan sumur baru pada lapangan pengembangan. Dari analisa *quick look* dari hasil crossplot *log gamma ray* dan *log impedance* didapatkan zona reservoir merupakan karbonat yang disisipi oleh hidrokarbon. Dari analisa struktur, terdapat antiklin besar (karbonat *built up*) yang menjulan naik pada formasi tuban akibat adanya 2 patahn besar pada kiri dan membentuk *horst* karbonat yang cukup besar.

Selanjutnya, untuk analisa atribut RMS yang digunakan pada penelitian ini menunjukan adanya zona *brightspot* pada bagian antiklin S, SE dan SW. Zona Antiklin ini memang sangat baik digunakan untuk tempat akumulasi hidrokarbon bermigrasi. Hasil inversi impedansi akustik dari model ini menunjukan bahwa terdapat zona AI tinggi yang menunjukan bahwa zona reservoir merupakan lapisan karboat dengan intrusi zona impedansi rendah yang diindikasikan sebagai hidrokarbon pada zona reservoir.

Berdasarkan hasil analisa struktur, atribut dan inversi impedansi akustik diajukan adanya 1 usulan titik (pengeboran baru karena pada lokasi tersebut memiliki zona *brightspot* dan nilai impedansi yang relative rendah sehingga berpotensi memiliki nilai porositas tinggi dan berisi hidrokarbon.

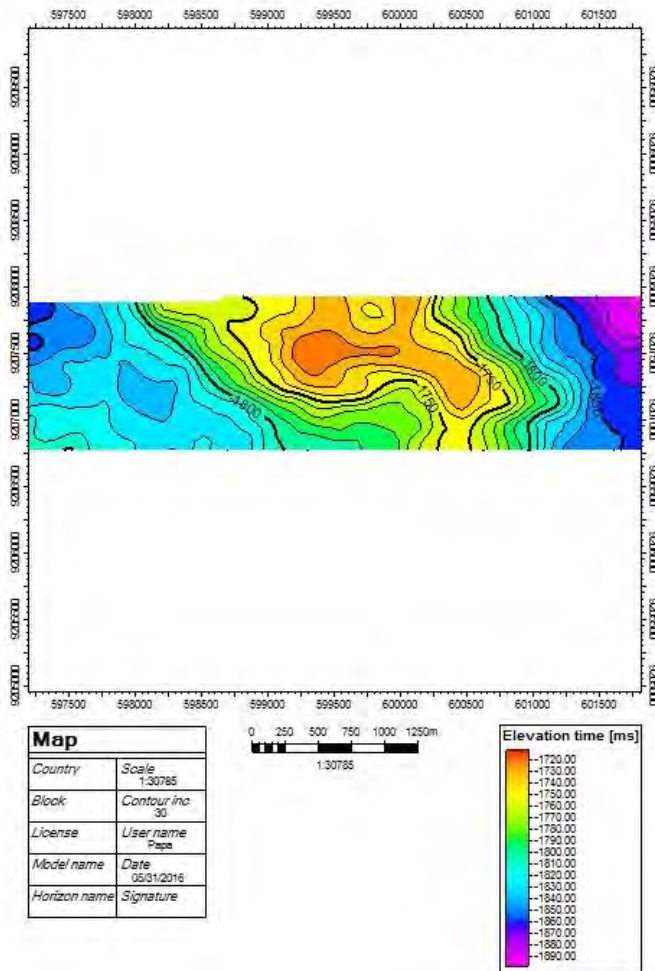


Gambar 4. 27 Pengajuan Titik Pengeboran Baru (lingkaran biru)

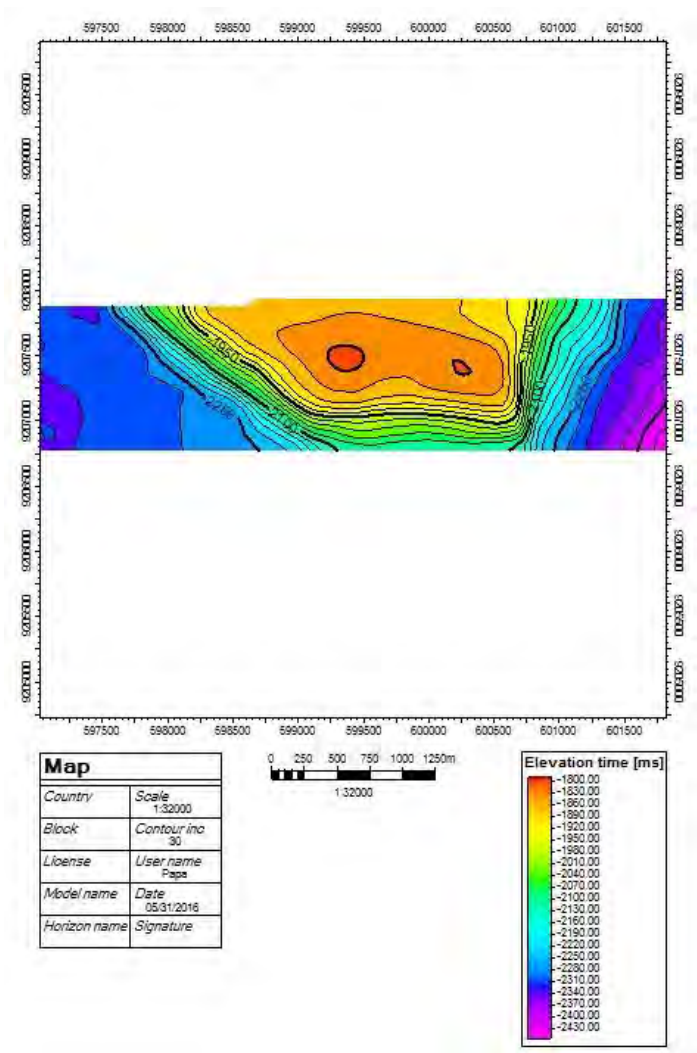
HALAMAN SENGAJA DIKOSONGKAN

LAMPIRAN

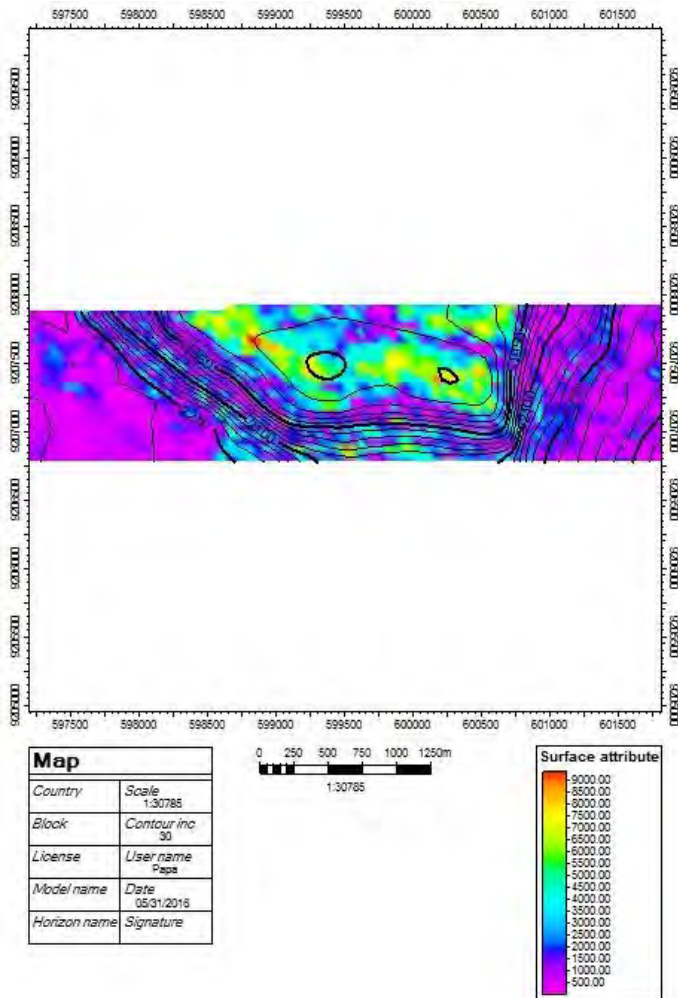
a. *Time Structure Map Top Tuban*



b. Time Structure Map Top Tuban Karbonat



- c. Atribut RMS yang di *overlay* dengan *Time Structure Map Top Tuban Karbonat*



BAB V

PENUTUP

5.1.Kesimpulan

Kesimpulan yang dapat diambil dari interpretasi seismik, log dan hasil inversi antara lain:

1. Dari analisa data log dan data seismik, didapatkan lokasi reservoir karbonat berada pada kedalaman rata rata 6200 ft TVDSS.
2. Analisa *depth structure maps* membantu untuk melihat kemungkinan kedalaman dari reservoir.
3. Analisa Atribut Amplitudo RMS pada Top Reservoir Karbonat menunjukan zona *brightspot* yang mengindikasikan porositas tinggi dan hidrokarbon.
4. Reservoir Karbonat pada lapangan penelitian mempunyai nilai impedansi yang tinggi yaitu 35392 – 48482 ((ft/s)*(g/cc)), dan terlihat potensi hidrokarbon pada reservoir dengan nilai impedansi 30717 – 34645 ((ft/s)*(g/cc)) pada kedalaman 1800-1900 ms.

5.2.Saran

Saran dari hasil dan kesimpulan untuk membangun hipotesa hipotesa selanjutnya antara lain perlu dilakukan analisa AVO, inversi impedansi elastik maupun LMR untuk karakterisasi reservoir lebih lanjut. Serta penambahan data sumur yang mencakup seluruh reservoir untuk inversi yang lebih akurat.

HALAMAN SENGAJA DIKOSONGKAN

DAFTAR PUSTAKA

- Abdullah, Agus. 2007. *Ensiklopedi Seismik*. ensiklopediseismik. blogspot.com. Diakses pada hari Rabu, 9 Maret 2016, Pukul 11.01 WIB.
- Anggraini, Tiara. (2011): *Analisa Kualitatif Potensi Hidrokarbon Lapangan "TA: Dengan Aplikasi Seismik Atribut*, Tugas Akhir Program Sarjana, Universitas Indonesia.
- Brown, R.A, 1999, Interpretation of Three-Dimensional Seismic Data Fifth Edition, AAPG Memoir 42.
- Faisal, 2009, *Prediksi Sebaran Porositas Pada Lapisan Karbonat Dengan Menggunakan Metode Inversi Berbasis Model Pada Data Seismik 3D*, Skripsi, Universitas Hasanuddin
- Hanif, 2013, *Karakterisasi Struktur Sesar Dan Rekahan Untuk Kompartementalisasi Reservoir Menggunakan Atribut Struktur 3D Di Lapangan 'D' Cekungan Sumatera Tengah*, Skripsi S-1 Program Studi Teknik Geofisika FTTM Institut Teknologi Bandung, Bandung.
- Hampson-Russell Software Service, Ltd. 2006. *Strata: Theory and Exercises*
- JOB – Pertamina Petrochina East Java. 2013. *Well Report*.
- Oktavia, C. W. (2010). *Analisa Karakterisasi Reservoir Batugamping Berdasarkan Seismik Inversi Untuk Memetakan Porositas Reservoir Batugamping Pada Formasi Baturaja Lapangan "SUN"*. Surabaya: Jurusan FMIPA ITS.
- Pringgoprawiro, H. 1983. *Biostratigrafi dan Paleogeografi Cekungan Jawa Timur Utara: Suatu Pendekatan Baru*. Institut Teknologi Bandung
- Sukmono, S, 1999, Interpretasi Seismik Stratigrafi, Geophysical Engineering, Bandung Institute of Technology, Bandung.
- Sukmono S. 2002. Interpretasi Seismik Refleksi. Departemen Teknik Geofisika, FIKTM, Institut Teknologi Bandung.
- Telford, W.M., Sheriff R.E, Geldart, L.P., 1990. *Applied Geophysics*, Cambridge Univ. Press, MA.

HALAMAN SENGAJA DIKOSONGKAN

BIOGRAFI PENULIS



Ridho Fahmi Alifudin lahir di Blora, 12 Januari 1995 merupakan anak pertama dari dua bersaudara pasangan Bapak Suyanto dan Ibu Ana Khoiriyah. Penulis menempuh pendidikan di SDN 1 Gayam (2000-2006), SMPN 1 Jepon (2006-2009) dan SMAN 1 Blora (2009-2012). Penulis masuk di Jurusan Teknik Geofisika ITS melalui jalur PKM ITS (Program Kemitraan dan Mandiri ITS) pada tahun 2012 dan terdaftar dengan NRP 3712100013. Selama menempuh pendidikan S1, penulis aktif dalam beberapa organisasi kemahasiswaan antara lain Himpunan Mahasiswa Teknik Geofisika ITS (HMTG ITS) sebagai staff Pengembangan Sumber Daya Mahasiswa (PSDM) periode 2014-2015, Society of Exploration Geophysicist ITS (SEG ITS) sebagai staff internal pada periode 2014-2015, dan Himpunan Mahasiswa Geofisika Indonesia (HMGI) sebagai staff multimedia pada periode 2015-2016. Selain itu, penulis pernah melaksanakan kerja praktik di Pertamina Hulu Energy Offshore North West Java (PHE ONWJ) pada penerapan bidang pengolahan data seismik dan melaksanakan tugas akhir di Joint Operation Body Pertamina Petrochina East Java (JOB PPEJ) pada penerapan bidang interpretasi data seismik. Apabila ingin berdiskusi lebih lanjut terkait Tugas Akhir dapat menghubungi penulis melalui ridhofahmi5@gmail.com